

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA
DISSERTAÇÃO DE MESTRADO



Raisa Tatiana Ferreira

Planejamento do Carregamento de Veículos Elétricos
Atendidos por um Eletroposto Isolado.

Vitória - ES
Dezembro/2018

Raisa Tatiana Ferreira

Planejamento do Carregamento de Veículos Elétricos Atendidos por um Eletroposto Isolado

Dissertação de mestrado da aluna Raisa Tatiana Ferreira, apresentada ao Departamento de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito para obtenção do título de Mestre.

Vitória - ES
Dezembro/2018

Raisa Tatiana Ferreira

Planejamento do Carregamento de Veículos Elétricos Atendidos por um Eletroposto Isolado

Dissertação de mestrado da aluna Raisa Tatiana Ferreira, apresentada ao Departamento de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito para obtenção do título de Mestre

Aprovada em 6 de dezembro de 2018

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dra. Jussara Farias Fardin
Orientadora

Prof. Augusto Cesar Rueda Medina

Prof. Dr. Clainer Bravin Donadel

Prof. Helder Roberto de Oliveira
Rocha

Agradecimentos

Primeiramente, a Deus, por todas as oportunidades colocadas no meu caminho, principalmente a oportunidade de viver.

Aos meus pais, por todo o incentivo e apoio direto.

A minha orientadora e ao Professor Augusto, por toda a paciência e pelas as informações que ajudaram no andamento deste trabalho.

Aos meus amigos, pelas experiências compartilhadas durante toda a pós-graduação.

À CAPES, pela concessão da bolsa de mestrado.

À Fundação de Apoio à Pesquisa do Espírito Santo – FAPES, processo nº 257/2016 - Edital Nº 04/2015 - Bolsa Pesquisador Capixaba.

Resumo

O objetivo deste trabalho é realizar o planejamento do carregamento de veículos elétricos atendidos por uma microrrede isolada, com geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, no caso, eólica e solar. Foi desenvolvido um modelo de otimização de gerenciamento de energia resolvido com o auxílio do *software* AMPL. A microrrede em questão é um eletroposto, com incertezas relacionadas ao seu funcionamento devido ao caráter aleatório das fontes de geração de energia elétrica quanto do abastecimento dos carros elétricos. Por essa razão, foi utilizado o método de Monte Carlo para obtenção da curva de densidade de probabilidade relacionada com a chegada de veículos para carregamento. Utilizando séries históricas, foram encontradas as funções densidade de probabilidade relacionadas aos valores de radiação solar e velocidade de vento locais e, a partir dessas funções, valores aleatórios de radiação solar e velocidade do vento foram gerados. Os dados obtidos foram aplicados no modelo otimizado de gerenciamento apresentado nesta dissertação, com o objetivo de maximizar a quantidade de energia entregue aos veículos elétricos, clientes do eletroposto.

Abstract:

The main goal of this work is to achieve the management of the recharge of electrical vehicles by a stand-alone microgrid, powered by renewable energy (solar and wind). As a first step, an energy management model was written and solved with the help of the software AMPL. The microgrid in question is an EV-charging station, with many uncertainties regarding its operation due to the random nature of its power sources and loads. For this reason, the Monte Carlo method was used to forecast a probability density curve regarding the arrival of vehicles. Using historical data, the probability density function related to sun radiation and wind speed was calculated and, using these functions, random solar radiation and wind speed data was generated. Finally, the data obtained was applied to the energy management model presented in this dissertation, aiming to maximize the amount of energy supplied to the electrical vehicles, clients of the EV-charging station.

Índice de figuras

Figura 1 - Estrutura básica de uma microrrede conectada à rede de distribuição.....	20
Figura 2 - Turbina Savonius.....	23
Figura 3 - Partes de uma turbina eólica.....	24
Figura 4 - Perfil da pá: controle por <i>stall</i>	25
Figura 5 - Curva de potência: controle por <i>stall</i>	25
Figura 6 - Curva de potência: controle por ângulo de <i>pitch</i>	26
Figura 7 - Configuração série: células solares.....	31
Figura 8 - Configuração paralelo: células solares.....	31
Figura 9 - Diodo de <i>bypass</i>	32
Figura 10 - Diodo de bloqueio.....	32
Figura 11 - Movimento de translação do planeta.....	33
Figura 12 - Esquema básico de uma célula eletroquímica.....	37
Figura 13 - Bateria de Chumbo-ácido.....	38
Figura 14 - Bateria de Fluxo de Vanádio.....	41
Figura 15 - Esquema da microrrede objeto deste estudo: o eletroposto.....	50
Figura 16 – Representação matricial: variáveis Bernoulli.....	60
Figura 17 - Fluxograma da potência disponível proveniente das fontes renováveis.....	75
Figura 18 - Fluxograma da metodologia aplicada.....	76

Índice de gráficos

Gráfico 1 - Emissões de CO ₂ relacionadas a geração de energia, em gigatoneladas (Gt).....	14
Gráfico 2 – Produção de eletricidade mundial – 2016.....	15
Gráfico 3 - Mercado de turbinas eólicas.....	27
Gráfico 4 - Causas de mortalidade de aves.....	29
Gráfico 5 - Curva I x V e P x V: módulo fotovoltaico.....	30
Gráfico 6 - Influência da radiação solar no funcionamento de módulos fotovoltaicos.....	33
Gráfico 7 - Influência da temperatura sobre o funcionamento de módulos fotovoltaicos.....	34
Gráfico 8 - Função densidade de probabilidade da distribuição de Weibull.....	44
Gráfico 9 - Função densidade de probabilidade da distribuição beta.....	46
Gráfico 10 - Função densidade de probabilidade da distribuição normal.....	47
Gráfico 11 - Curva de potência da turbina eólica da microrrede.....	52
Gráfico 12 - Demanda da loja de conveniência: primavera e outono.....	57
Gráfico 13 - Demanda da loja de conveniência: verão.....	57
Gráfico 14 - Demanda da loja de conveniência: inverno.....	58
Gráfico 15 - Frequência de abastecimento em postos.....	60
Gráfico 16 – Curva de densidade de probabilidade: 1h a 4h da manhã.....	62
Gráfico 17 – Curva de densidade de probabilidade: 5h, 22h, 23h e meia-noite..	62
Gráfico 18 – Curva de densidade de probabilidade: 21h.....	63
Gráfico 19 – Curva de densidade de probabilidade: 14h, 18h, 19h, 20h.....	64
Gráfico 20 – Curva de densidade de probabilidade: 9h, 10h, 11h, 12h e 13h...64	
Gráfico 21 – Curva de densidade de probabilidade: 6h, 7h e 17h.....	65
Gráfico 22 - Curva de densidade de probabilidade: 8h, 15h e 16h.....	65
Gráfico 23 – Irradiação solar: valores médios, de acordo com o horário e mês.....	69
Gráfico 24 – Irradiação solar: variâncias, de acordo com o horário e mês.....	69
Gráfico 25 - Distribuição de probabilidade: radiação solar – 15:00 horas.....	70
Gráfico 26 – Temperatura: valores médio, de acordo com o horário e mês.....	71

Gráfico 27 – Temperatura: variância, de acordo com o horário e mês.....	72
Gráfico 28 - Distribuição de probabilidade: temperatura - 0:00 hora.....	73
Gráfico 29 - Velocidade do vento e demanda de cargas (exceto veículos elétricos)	80
Gráfico 30 – Potência gerada pelas fontes renováveis.....	81
Gráfico 31 - Potência fornecida aos veículos elétricos.....	82
Gráfico 32 - Carga e descarga do banco de baterias.....	82

Índice de quadros

Quadro 1 - Fator de rugosidade em função do tipo de terreno.....	21
Quadro 2 - Dados referentes a turbina eólica da microrrede.....	51
Quadro 3 - Parâmetros do painel fotovoltaico da microrrede.....	53
Quadro 4 - Dados do banco de baterias.....	54
Quadro 5 - Dados do carro elétrico.....	55
Quadro 6 - Uso dos equipamentos da loja de conveniência.....	56
Quadro 7 - Uso das tomadas do eletroposto.....	79

Índice de tabelas:

Tabela 1 - Capacidade instalada adicional e capacidade total: energia eólica....	28
Tabela 2 - Capacidade instalada adicional e capacidade total: energia fotovoltaica.....	35
Tabela 3 - Estatísticas: parâmetros relacionados a velocidade dos ventos.....	67
Tabela 4 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (janeiro).....	101
Tabela 5 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (fevereiro).....	101
Tabela 6 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (março).....	102
Tabela 7 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (abril).....	102
Tabela 8 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (maio).....	103
Tabela 9 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (junho).....	103
Tabela 10 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (julho).....	104
Tabela 11 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (agosto).....	104
Tabela 12 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (setembro)...	105
Tabela 13 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (outubro).....	105
Tabela 14 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (novembro)..	106
Tabela 15 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (dezembro)..	106
Tabela 16 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (janeiro).....	107
Tabela 17 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (fevereiro).....	107
Tabela 18 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (março).....	108
Tabela 19 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (abril).....	108
Tabela 20 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (maio).....	109
Tabela 21 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (junho).....	109
Tabela 22 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (julho).....	110
Tabela 23 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (agosto).....	110
Tabela 24 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (setembro).....	111
Tabela 25 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (outubro).....	111
Tabela 26 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (novembro).....	112
Tabela 27 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (dezembro).....	112

Lista de abreviatura e siglas:

AMPL - *A Mathematical Programming Language*

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

CRESESB – Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sergio de Brito

IEA - *International Energy Agency*

IWEA - *Irish Wind Energy Association*

MINOS – *Modular In-core Non-linear Optimization System*

REN21 - *Renewable Energy Policy Network for the 21st century*

SOC – *State of Charge*

Sumário:

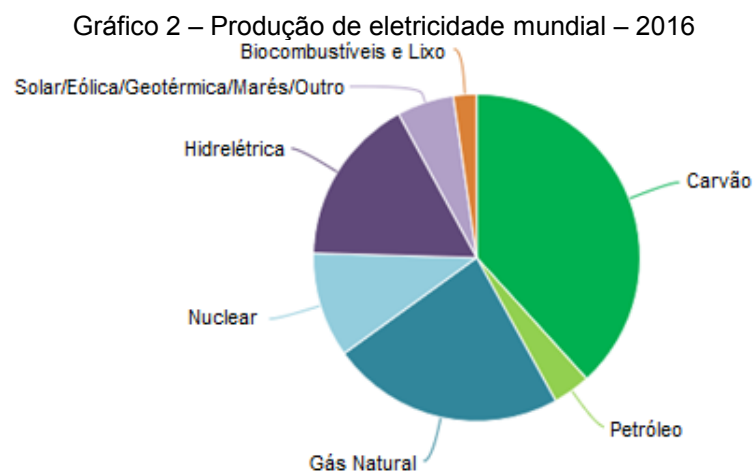
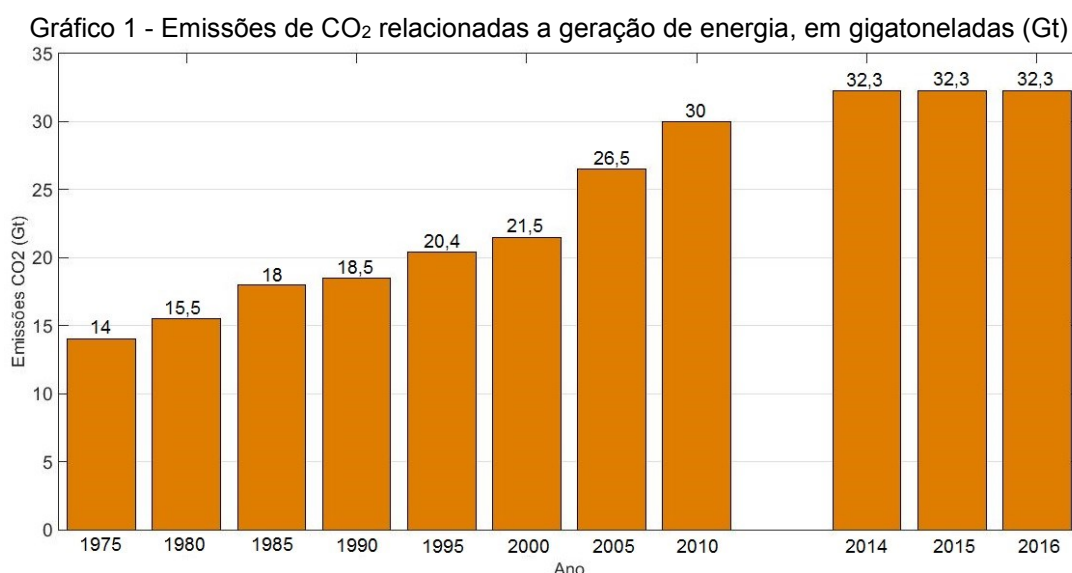
1. Introdução	14
1.1. Objeto da pesquisa.....	17
1.2. Objetivo	17
1.2.1. Objetivo específico	17
1.3. Organização da dissertação.....	18
2. Referencial teórico.....	19
2.1. Microrredes.....	19
2.2. Energia eólica.....	21
2.2.1. Turbinas eólicas.....	22
2.2.2. Geração eólica no mundo.....	26
2.2.3. Impactos da geração eólica.....	28
2.3. Energia solar.....	29
2.3.1. Células fotovoltaicas.....	30
2.3.2. Efeito da radiação solar.....	32
2.3.3. Efeito da temperatura.....	34
2.3.4. Produção de energia solar no mundo.....	34
2.4. Sistemas de armazenamento de energia.....	36
2.4.1. Baterias	37
2.4.1.1. Baterias de Chumbo-ácido.....	38
2.4.1.2. Baterias de Níquel-Cadmio.....	39
2.4.1.3. Baterias de fluxo de Vanádio.....	40
2.4.1.4. Baterias de Lítio.....	41
2.5. Método de Monte Carlo.....	42
2.6. Distribuição de Weibull.....	43
2.7. Distribuição Beta.....	45
2.8. Distribuição Normal.....	46
2.9. Softwares.....	47
2.9.1. MATLAB	47
2.9.2. AMPL.....	48

2.10. Resumo do capítulo.....	48
3. A microrrede e sua modelagem.....	49
3.1. Modelagem das fontes eólicas.....	51
3.2. Modelagem das fontes fotovoltaicas.....	53
3.3. Modelagem do banco de baterias.....	54
3.4. Modelagem dos veículos elétricos.....	55
3.5. Modelagem das cargas da loja de conveniência.....	56
3.6. Resumo do capítulo.....	58
4. Modelagem do comportamento do carregamento dos veículos elétricos	59
4.1. Comportamento do carregamento dos veículos elétricos.....	59
4.1.1. Metodologia e construção da curva densidade de probabilidade..	59
4.1.2. Obtenção das curvas de densidade de probabilidade.....	60
4.2. Resumo do capítulo.....	65
5. Modelagem das fontes de geração do eletroposto.....	67
5.1. Geração eólica.....	67
5.2. Geração fotovoltaica.....	68
5.3. Temperatura.....	71
5.4. Resumo do capítulo.....	74
6. Aplicando o modelo de otimização.....	75
6.1. Resumo do capítulo.....	76
7. Resultados	79
7.1. Resumo do capítulo.....	83
8. Conclusão	85
8.1. Trabalhos futuros.....	86
Referências Bibliográficas.....	87
Apêndice A – Parâmetros α e β da distribuição beta: radiação solar.....	95
Apêndice B – Média e variância: Irradiação solar:.....	101
Apêndice C – Média e variância: Temperatura.....	107

1. Introdução

Diversos estudos demonstram o impacto do uso de combustíveis fósseis no meio ambiente. Somado à crescente demanda energética, a necessidade de energia elétrica proveniente de fontes não poluentes se torna evidente (QUOC et al, 2016).

O Gráfico 1, a seguir, apresenta as emissões de CO₂ relacionadas à geração de energia. É possível constatar que a emissão de dióxido de carbono (CO₂) tem aumentado ao longo dos anos, exceto no período de 2014 a 2016, quando permaneceu constante. No Gráfico 2, é apresentada a produção de eletricidade no mundo, em 2016. A geração de energia elétrica, a nível mundial, ainda é bastante dependente de fontes energéticas não-renováveis, emissoras de CO₂.



Diante desse quadro, medidas que reduzam a emissão de carbono na atmosfera são fundamentais. Uma das alternativas é o investimento em fontes renováveis e que ocasionem baixo impacto ambiental, como o vento, o sol e as marés. Com o aumento da demanda de energia elétrica, os investimentos nesse setor aumentaram exponencialmente, tanto por parte do governo como do setor privado. Também houve redução nos custos das tecnologias relacionadas às fontes de energia renováveis - painéis fotovoltaicos, turbinas eólicas, entre outros. (REN21, 2017).

Outra área que recebeu e continua recebendo atenção é a eficiência energética. O modelo atual de geração de eletricidade consiste de grandes usinas geradoras, localizadas longe dos centros consumidores, longas linhas de transmissão e uma rede de distribuição em corrente alternada. Tal paradigma leva a um considerável índice de perda de energia, especialmente em países com grande extensão territorial. O projeto de usinas geradoras próximas aos centros consumidores é um modo de diminuir as perdas de energia relacionadas à transmissão. Nesse contexto, surgiu o conceito de microrrede, um conjunto de cargas e pequenas unidades geradoras (TAHIM, 2015). Esse tipo de sistema pode providenciar um sistema de energia flexível e eficiente (QUOC et al, 2016).

Quando há debates sobre a emissão de carbono na atmosfera, também levanta-se a questão da frota de veículos. Aliados na mitigação dos gases de efeito estufa, os carros elétricos surgiram como alternativa aos veículos movidos a combustíveis fósseis.

Não é possível apontar com exatidão o inventor do veículo elétrico: sabe-se que eles surgiram durante o século XIX, após a descoberta do eletromagnetismo e a invenção do motor elétrico. Entretanto, após a década de 1920, essa tecnologia perdeu espaço no mercado devido à descoberta de grandes reservas de petróleo e a invenção da ignição elétrica, o que tornou os veículos com motores de combustão interna extremamente populares (GUARNIERI, 2012).

Entretanto, nas últimas décadas, essa tecnologia voltou a chamar a atenção de fabricantes e consumidores, frequentemente por razões ambientais. Os carros elétricos não emitem gases poluentes e podem ser abastecidos em uma tomada

de 110 ou 220 volts ou em eletropostos - estabelecimentos que fornecem energia para carregar esses veículos (GREATER LONDON AUTHORITY, 2009).

Um desafio tecnológico ao desenvolvimento dos carros elétricos é a bateria. Por essa razão, a autonomia desses veículos ainda é limitada: em 2012 eles podiam rodar, em média, entre 120 (ITAIPU BINACIONAL, 2012) e 180 km (FIA, 2012) até a próxima recarga de bateria. Modelos mais recentes possuem maior autonomia, sendo que a nova versão do Nissan Leaf, lançado em 2017, pode atingir 270 km (NISSAN, 2017). Modelos mais caros da Tesla podem rodar entre 466 km a 594 km antes da próxima recarga (TESLA, 2018), enquanto o Model 3, também lançado em 2017, com valor mais acessível, atinge 345 km de autonomia (TESLA, 2018).

Um ponto a ser observado é o fato de que a adoção de veículos elétricos apenas será eficaz se a energia que abastece o carro vier de uma fonte não-poluente. Com isso, torna-se importante que os pontos de carregamento da bateria desses carros – os eletropostos – forneçam energia proveniente de fontes não-poluentes, como a energia eólica e a solar.

Atualmente, já existem alguns eletropostos em funcionamento, porém, o número de instalações destinadas à recarga de carros elétricos ainda é baixo, especialmente em rodovias. Algumas dificuldades enfrentadas pelos eletropostos são: a intermitência das fontes energéticas renováveis e a existência de condições adequadas para a instalação destes. Por exemplo, a instalação de um painel solar exige que a área em questão tenha uma boa incidência de raios solares, com o mínimo de sombreamento possível. Uma alternativa é empregar mais de um tipo de fonte de energia na instalação do eletroposto, e sistemas de armazenamento de energia. O planejamento energético nesse tipo de instalação, que segue o conceito de microrrede, garante um funcionamento eficiente e seguro, sendo o tema principal dessa dissertação.

1.1. Objeto da pesquisa

O objeto de estudo nessa dissertação de mestrado é uma microrrede isolada da rede principal de distribuição. Sabe-se que esse tipo de sistema permite uma

maior integração de fontes renováveis de energia na matriz energética; entretanto, o gerenciamento de uma microrrede ainda é considerado um desafio.

1.2. Objetivo

Será apresentada uma estratégia para o planejamento do carregamento de veículos elétricos por uma microrrede isolada composta por fontes energéticas renováveis. Módulos fotovoltaicos, turbinas eólicas, baterias e cargas fazem parte da composição da microrrede em questão, um eletroposto.

O objetivo principal desse planejamento é garantir a operação eficiente do sistema e, se possível, minimizar momentos de interrupção do fornecimento de energia aos veículos elétricos cujas baterias estão sendo carregadas. Para isso, será necessário conhecer as condições de sol e de vento do local, a cidade de Vitória, no estado do Espírito Santo, além da previsão de carga. Um modelo de gerenciamento ótimo foi desenvolvido utilizando a plataforma MATLAB/Simulink e AMPL.

1.2.1. Objetivos específicos

- Desenvolver um modelo de otimização para o planejamento do carregamento de veículos elétricos por uma microrrede.
- Determinar uma previsão de curva de demanda do eletroposto (a microrrede em questão), utilizando o método de Monte Carlo.
- Determinar as condições meteorológicas no local do eletroposto, a cidade de Vitória –ES, utilizando séries históricas, para prever a capacidade de geração de potência dos geradores eólicos e painéis solares.
- Demonstrar a aplicação da estratégia de planejamento no eletroposto.
- Fazer uma análise de desempenho da estratégia de planejamento energético proposto.

1.3. Organização da dissertação

O Capítulo 2 aborda os conceitos necessários para o desenvolvimento desse trabalho, envolvendo pesquisa em livros, dissertações de mestrado, teses de doutorado e artigos publicados a respeito de microrredes.

No Capítulo 3, a microrrede objeto de estudo foi descrita, e um modelo de otimização foi desenvolvido para planejamento energético do sistema apresentado, que deve lidar com as seguintes situações:

- Demanda inferior à quantidade de energia gerada e bateria descarregada.
- Demanda inferior à quantidade de energia gerada e bateria carregada.
- Demanda superior à quantidade de energia gerada e bateria descarregada.
- Demanda superior à quantidade de energia gerada e bateria carregada.

A estratégia de otimização também inclui limites operacionais relacionados aos componentes da microrrede e às cargas.

No Capítulo 4, utilizando o método de Monte Carlo, foi prevista uma curva de carga para a instalação.

No Capítulo 5, foi feita uma previsão meteorológica do local onde se encontra o eletroposto, utilizando séries históricas de velocidade dos ventos e de irradiação solar, e métodos estocásticos.

No Capítulo 6, o modelo de otimização foi aplicado no planejamento de carregamento de veículos elétricos pelo eletroposto abastecido por fontes renováveis, isolado da rede de energia, utilizando as informações obtidas na etapa anterior.

O Capítulo 7 apresenta os resultados obtidos no planejamento, enquanto no Capítulo 8 são expostas as conclusões alcançadas e as possibilidades de futuros trabalhos.

2. Referencial teórico

Nessa seção, serão expostos os conhecimentos teóricos necessários para a execução do trabalho proposto nesta dissertação de mestrado.

2.1. Microrredes

Na literatura, há várias definições do conceito de microrredes. Em uma delas, considera-se como uma microrrede um sistema elétrico composto por pequenas unidades de geração distribuída, de até algumas centenas de kW, conectados a um barramento de baixa tensão (LASSETER, 2002). Também fazem parte da sua composição sistemas de armazenamento e cargas locais (BARRIOS, 2015).

A microrrede pode ser isolada, operando independentemente da rede elétrica, ou conectada à rede de distribuição, por meio de um ponto de acoplamento comum. As características técnicas de uma microrrede isolada a tornam adequada para ser instalada em regiões remotas, afastadas da rede de energia, ou em áreas em que a conexão à rede principal não seja vantajosa (QUOC et al, 2016).

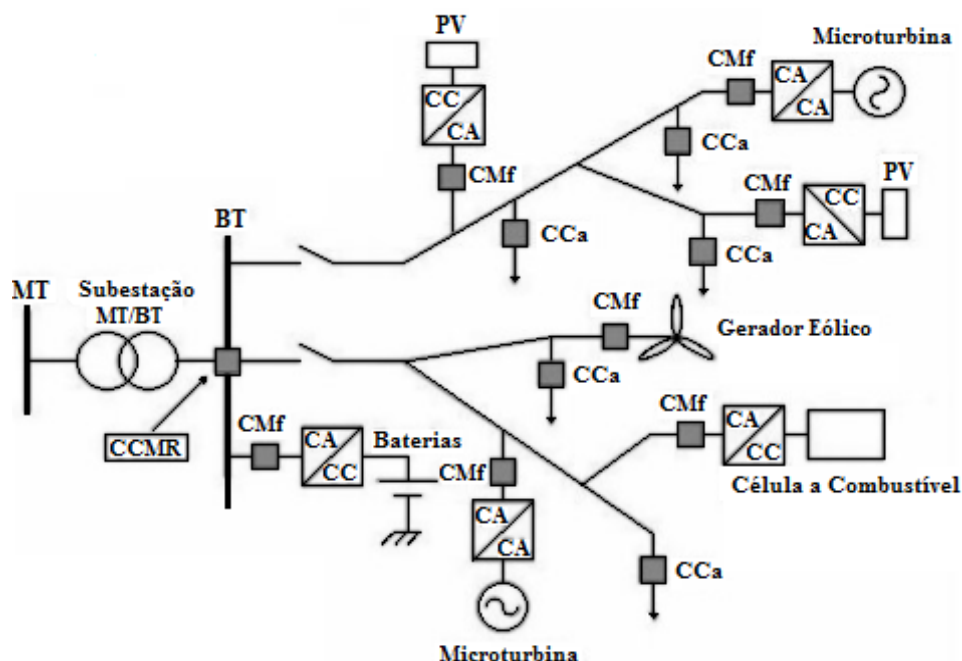
As microrredes, usualmente, incluem em sua matriz energética o uso de fontes de energia renováveis. Entre elas, as mais comumente utilizadas são (DA SILVA, 2001; KATIRAEI et al, 2008):

- Energia eólica
- Energia solar
- Célula a combustível
- Microturbina a gás
- Microcentrais hidrelétricas.

Na Figura 1, pode ser vista a estrutura básica de uma microrrede. No esquema mencionado, além das fontes geradoras, elementos de armazenamento e cargas, também são incluídos conversores/inversores de potência e elementos de controle. CCMR é a Central de Controle da Microrrede, CCa é o Controlador de carga, responsável por controlar cargas em situação de ilhamento, e CMf é o

Controlador da fonte geradora (Microfonte), encarregado do controle da geração de potência ativa e reativa.

Figura 1 – Estrutura básica de uma microrrede conectada à rede de distribuição.



Fonte: Moreira (2008)

Nesta dissertação, serão utilizados conceitos relativos a fontes de energia eólica e solar, que serão abordados nas subseções seguintes.

Devido à proximidade entre as fontes geradoras e as cargas atendidas, as microrredes apresentam perdas de transmissão reduzidas, em comparação aos grandes centros geradores. Outras vantagens incluem a redução de emissões de gases do efeito estufa e a descentralização da geração de eletricidade, o que aumenta a confiabilidade do fornecimento de energia (CHOWDHURY, CHOWDHURY e CROSSLEY, 2009).

Entretanto, o comportamento intermitente de algumas fontes renováveis, como eólica e solar, e as variações de carga ao longo do tempo tornam a operação de uma microrrede um desafio. O gerenciamento de energia em uma microrrede tem sido o objeto de inúmeras pesquisas, e vários artigos têm sido publicados nesse âmbito (TSIOUMAS et al., 2016; LIU et al., 2017; MUELLER e KIMBALL, 2017). Algumas ações de controle usadas para lidar com a imprevisibilidade de algumas fontes são a carga e descarga de elementos de armazenamento de energia, como baterias, por exemplo, e a rejeição de cargas não-prioritárias

(JIANG, XUE e GENG, 2013). O monitoramento das condições climáticas locais também é relevante, pois isto permite uma previsão sobre o desempenho das fontes renováveis. Informações meteorológicas podem ser obtidas a partir da série histórica local. Outro dado importante na execução de ações de controle é a previsão de carga. A geração de energia deve estar ajustada às demandas das cargas, por meio das ações de controle citadas. De outro modo, o sistema correria o risco de entrar em colapso (CHOWDHURY, CHOWDHURY, e CROSSLEY, 2009).

2.2. Energia eólica

O vento tem sua origem na movimentação de massas de ar, devido ao aquecimento desigual de diferentes áreas da superfície. Essa diferença causa o deslocamento das massas de ar, denominado de correntes de convecção. A velocidade do vento varia conforme a altura, rugosidade do solo e localização geográfica. Pode-se estimar a velocidade do vento a uma certa altura a partir de dados conhecidos, conforme a Equação 1 (ALDABÓ, 2002):

$$V=V_o(H/H_o)^n \quad (1)$$

Sendo: V = velocidade do vento na altura desejada; Vo = velocidade do vento na altura conhecida; H = altura desejada; Ho = altura conhecida, e n = fator de rugosidade do terreno, conforme Quadro 1.

Quadro 1 - Fator de rugosidade em função do tipo de terreno

Descrição do terreno	Fator de Rugosidade (n)
Terreno sem vegetação	0,1
Terreno gramado	0,12
Terreno cultivado	0,19
Terreno com poucas árvores	0,23
Terreno com muitas árvores ou poucas edificações	0,26
Florestas	0,28
Zonas urbanas sem edifícios altos	0,32

Fonte: Aldabó (2002)

Sabe-se que a potência extraída do vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento, segundo a Equação (2) (SLOOTWEG, 2003, p.30):

$$P= 0,5\rho AV^3C_p \quad (2)$$

Sendo: ρ = densidade do vento (em kg/m^3), A = área de varredura das pás da turbina (em m^2), V = velocidade do vento (em m/s) e C_p = Coeficiente de potência.

O coeficiente de potência C_p , Equação (2), é um rendimento. De acordo com o limite de Betz, o valor máximo possível para C_p é $16/27$ (GORBAN, GORLOV e SILANTYEV, 2001). O valor desse coeficiente depende da eficiência aerodinâmica das pás da turbina eólica e revela a parcela da potência originária do vento que efetivamente pode ser aproveitada pelo rotor (ALDABÓ, 2002).

Para que a potência fornecida pelos ventos possa ser estimada, é necessário encontrar o modelo de distribuição de velocidades do vento. Neste caso, a função que melhor se ajusta é a função de distribuição de Weibull, a qual será apresentada mais adiante, na Seção 2.6. (SEGURO e LAMBERT, 2000).

2.2.1. Turbinas eólicas

Para converter a energia dos ventos em energia elétrica, é necessário o uso de turbinas eólicas. Esse equipamento foi usado com o intuito de gerar eletricidade pela primeira vez em 1888 (ALDABÓ, 2002). Em 1922, o engenheiro finlandês Sigurd Johannes Savonius inventou a turbina que leva seu nome. Em 1931, a turbina Darrieus foi patenteada pelo francês Georges Jean Marie Darrieus. Na década de 1950, Johanees Juul desenvolveu a turbina Gedser, cujo *design* foi aproveitado na fabricação de várias turbinas modernas (DANISH WIND, 2000).

O funcionamento das turbinas eólicas depende de duas forças aerodinâmicas:

- A força de arrasto: possui a mesma direção do vento.
- A força de sustentação: possui direção perpendicular ao vento. (ALDABÓ, 2002)

Quanto ao eixo, as turbinas podem ser classificadas como de eixo vertical ou de eixo horizontal. A Figura 2 apresenta a turbina Savonius, um modelo de turbina de eixo vertical. As turbinas de eixo horizontal com duas ou três pás são as mais frequentemente utilizadas, pois apresentam um rendimento relativamente alto. A área do disco ocupada pelas pás, com raio r , pode ser calculada facilmente por (ALDABÓ, 2002):

$$A = \pi r^2 \quad (3)$$

Figura 2 – Turbina Savonius



Fonte: REUK (2014)

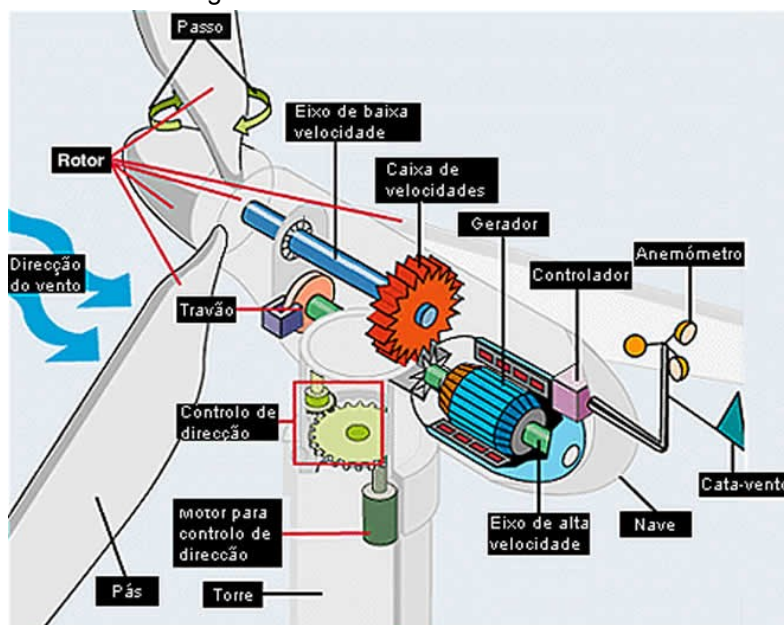
Quanto à velocidade, as turbinas podem ser de:

- Velocidade constante;
- Velocidade variável.

Na Figura 3, são apresentados os componentes de uma turbina eólica (ALBADÓ, 2002):

- Pás: Capturam a energia contida no vento.
- Cubo: Local onde as pás são conectadas.
- Rotor: Composto pelo conjunto das pás e cubo. Converte energia eólica em energia mecânica.
- Eixo: Acoplamento entre componentes da turbina.
- Torre: Estrutura de sustentação da turbina.
- Nacele: Estrutura contendo a engrenagem, eixos, gerador, controlador e freio.
- Gerador Elétrico: Converte energia mecânica em elétrica.
- Caixa de Transmissão: Usada na transmissão de movimentos rotativos entre eixos. Em turbinas com gerador síncrono, este componente pode ser dispensado.
- Anemômetro: Responsável pela medição da velocidade do vento.
- Veleta: Fornece dados sobre a orientação do vento.
- Dispositivo de orientação: Mantém a face do rotor na direção do vento.

Figura 3 – Partes de uma turbina eólica:



Fonte: Indústria hoje (2014)

Com relação ao porte, há a seguinte classificação (ANEEL, 2014):

- Pequenas, para turbinas com potência nominal inferior a 500 kW.
- Médias, para potências nominais entre 500 kW e 1 MW.
- Grandes, para turbinas acima de 1 MW.

Os três tipos de turbina eólica mais utilizados são: a turbina de velocidade constante com gerador de indução gaiola de esquilo, a turbina de velocidade variável utilizando um gerador de indução de rotor bobinado, e a turbina de velocidade variável associada ao gerador síncrono (SLOOTWEG, 2003).

As turbinas com gerador de indução gaiola de esquilo são a tecnologia mais antiga e mais barata, porém são mais ruidosas e necessitam de caixa de transmissão, o que aumenta a necessidade de manutenção. Além disso, por serem de velocidade constante, tendem a sofrer maiores esforços mecânicos, então, estão caindo em desuso.

As turbinas de velocidade variável produzem menos ruído e apresentam menos problemas com estresse mecânico. As turbinas de gerador síncrono não necessitam de caixa de transmissão, porém, toda a potência gerada irá fluir pelos conversores, aumentando os custos do equipamento. As turbinas que usam o

gerador de indução de rotor bobinado não necessitam de conversores para grandes potências, mas possuem caixa de transmissão (SLOOTWEG, 2003).

O gerador síncrono a ímã permanente ainda é bastante empregado em turbinas de pequeno porte, devido à alta eficiência e o diâmetro reduzido das pás da turbina (BAROUDI, DINAHAHI e KNIGHT, 2007). Atualmente, porém, há modelos de turbina com gerador síncrono de ímã permanente com potências mais elevadas, como 6 MW (GE RENEWABLE ENERGY, 2015).

Para o controle da potência fornecida pelo aerogerador, dois tipos de controle aerodinâmico são utilizados: o controle por *stall*, e o controle de *pitch*.

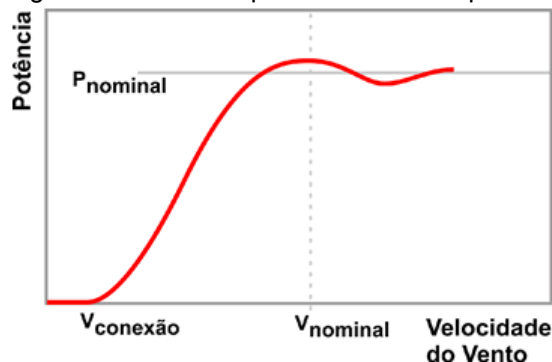
No controle por *stall*, as pás do rotor possuem um ângulo de *pitch* fixo, e não podem girar em torno de seu eixo longitudinal. Na Figura 4, é mostrado o perfil da pá no controle por *stall*. O ângulo de *pitch* é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores à nominal, há um descolamento do vento ao escoar em torno do perfil da pá e a superfície da pá, conforme pode ser visto. Isso reduz a força de sustentação e aumenta a força de arrasto, atuando contra o aumento de potência de saída do rotor, conforme Figura 5 (CRESESB, 2014).

Figura 4 – Perfil da pá: controle por stall



Fonte: CRESESB (2014)

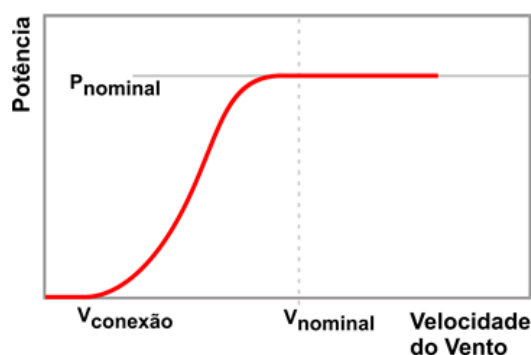
Figura 5 – Curva de potência: controle por *stall*



Fonte: CRESESB (2014)

O controle por ângulo de *pitch*, também chamado de controle de passo, necessita de informações vindas de um sistema de controle. Sempre que a potência de saída do rotor ultrapassa o seu valor nominal, o ângulo de *pitch* das pás é alterado, reduzindo assim o ângulo de ataque e a extração de potência do vento. Na Figura 6 é exposta a curva de potência para turbinas com controle por ângulo de *pitch*. Para velocidades de vento acima da nominal, o ângulo de *pitch* das pás é escolhido de maneira que a potência de saída da turbina seja sempre a nominal. Neste tipo de controle o escoamento do vento em torno do perfil da pá é bastante aderente para todas as condições de vento (CRESESB, 2014).

Figura 6 – Curva de potência: controle por ângulo de *pitch*



Fonte: CRESESB (2014)

Recentemente, também emprega-se uma combinação entre os controle por *stall* e de passo, conhecido como “*stall* ativo”. Neste caso, o passo da pá do rotor é girado de modo a provocar o *stall*. (CRESESB, 2014).

2.2.2. Geração eólica no mundo

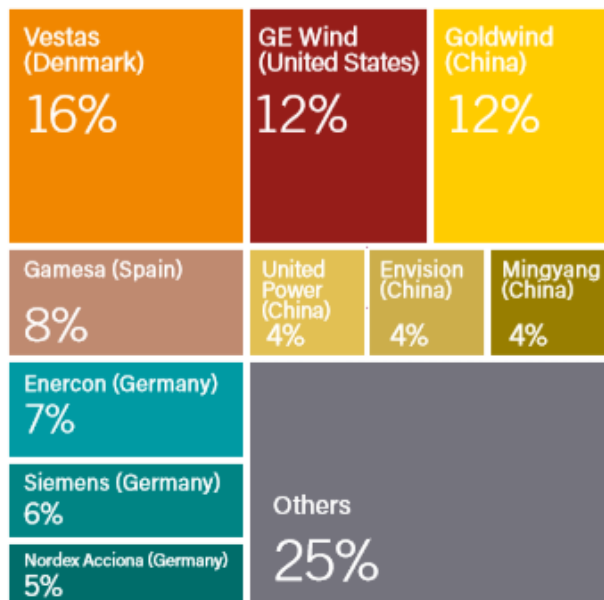
A energia eólica ainda apresenta uma tímida participação na matriz energética mundial, com uma parcela equivalente à 4,4% em 2017 (BP, 2018). Entretanto, devido a redução dos custos de geração, o número de geradores eólicos instalados aumentou exponencialmente após 1996 (BNDES, 2013).

A Europa foi pioneira na geração de energia através do vento. A China e a Índia também ocupam uma parcela importante do mercado de aerogeradores (BNDES, 2013).

No Gráfico 3, é apresentado a situação do Mercado de turbinas eólicas. China, Alemanha, Estados Unidos e Reino Unido são responsáveis pela maior parte

dos fornecedores de turbinas eólicas de pequeno porte. Com exceção dos chineses, países em desenvolvimento ainda têm uma participação reduzida nesse mercado (REN21, 2017).

Gráfico 3 – Mercado de turbinas eólicas



Fonte: REN21 (2017)

No ano de 2016, foram instalados quase 55 GW de capacidade a mais para a geração eólica. No final desse ano, mais de 90 países já tinham instalações voltadas à geração de energia através dos ventos (REN21, 2017).

De acordo com dados de 2016, a China liderou o aumento da capacidade instalada, seguida por Estados Unidos, Alemanha, Índia e Brasil. A Ásia foi responsável por metade da capacidade instalada adicional, com a Europa e a América do Norte contribuindo com a maioria do restante instalado.

No continente europeu, o país que mais contribuiu com o aumento da capacidade instalada de turbinas eólicas foi a Alemanha (com 5 GW adicionais), seguida pela França, Holanda e Reino Unido.

Na Tabela 1 estão expostos os países com maiores adições de capacidade instalada e também aqueles com os maiores valores de capacidade total instalada de turbinas eólicas. Os cinco países com maior capacidade total instalada são: China, Estados Unidos, Alemanha, Índia e Espanha (REN21, 2017).

Tabela 1 – Capacidade instalada adicional e capacidade total: energia eólica

	Total - Fim 2015	Adicionado em 2016	Total - Fim 2016
Top 10 - adição de capacidade instalada	Em GW	Em GW	Em GW
China	129/145,4	19,3/23,4	149/168,7
Estados Unidos	74	8,2	82,2
Alemanha	44,5	5	49,5
Índia	25,1	3,6	28,7
Brasil	8,7	2	10,7
França	10,5	1,6	12,1
Turquia	4,7	1,4	6,1
Holanda	3,4	0,9	4,3
Reino Unido	13,8	0,7	14,5
Canadá	11,2	0,7	11,9
Top 10 - capacidade total instalada			
China	129/145,4	19,3/23,4	149/168,7
Estados Unidos	74	8,2	82,2
Alemanha	44,5	5	49,5
Índia	25,1	3,6	28,7
Espanha	23	~0	23,1
Reino Unido	13,8	0,7	14,5
França	10,5	1,6	12,1
Canadá	11,2	0,7	11,9
Brasil	8,7	2	10,7
Itália	9	0,3	9,3
Total Mundo	228	75	303

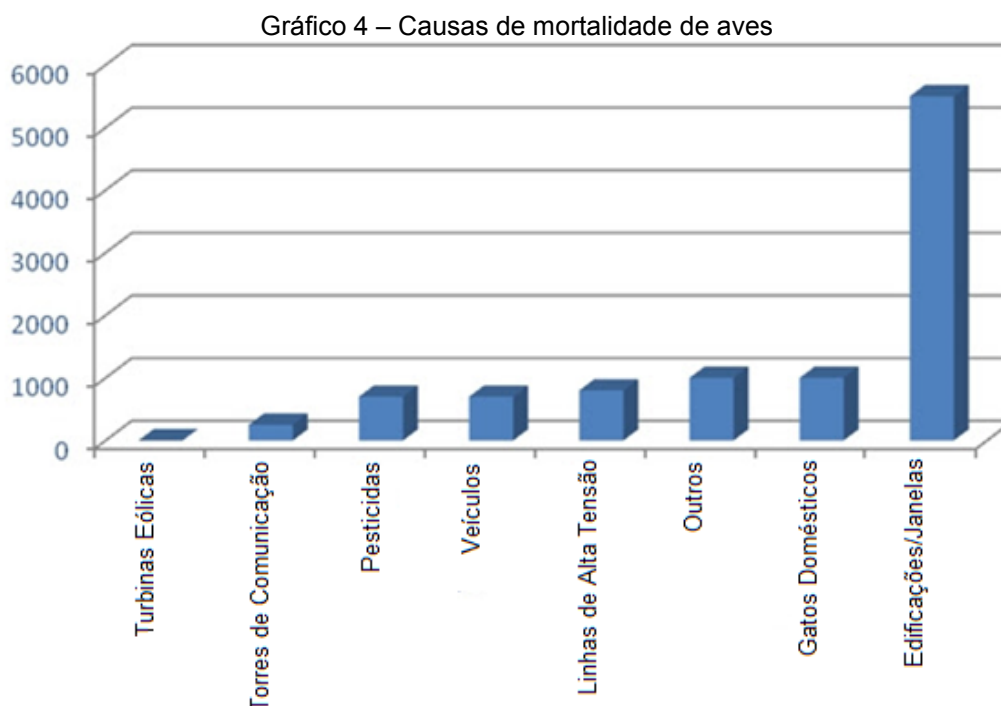
Fonte: REN21 (2017)

2.2.3. Impactos da geração eólica

As turbinas eólicas produzem ruído, que aumenta proporcionalmente com a velocidade do vento e tamanho da turbina. Entretanto, turbinas modernas foram desenvolvidas para emitir um baixo nível de ruído.

Outro impacto ambiental é a colisão de aves. Porém, pesquisas apontam que o índice de mortes de pássaros causados por turbinas eólicas é bem menor que o índice de mortalidade causado por linhas de transmissão. O Gráfico 4 apresenta as principais causas de mortalidade de aves. Estima-se que, para cada 10.000 mortes de aves, menos de 1 fatalidade é causada pela geração eólica (IWEA, 2015).

Entretanto, deve-se evitar a instalação de parques eólicos próximos a rotas de migração de aves, para que possíveis colisões sejam evitadas (ALDABÓ, 2002).



Fonte: IWEA (2015).

2.3. Energia solar

A maioria das fontes energéticas disponíveis, tais como hidráulica, eólica, biomassa, entre outras, são formas indiretas de energia solar. O sol é uma fonte energética inesgotável e gratuita (ANEEL, 2012).

A conversão da energia solar em energia elétrica depende de sistemas fotovoltaicos, projetados a partir de células fotovoltaicas, que produzem energia de acordo com a radiação solar incidente. Um módulo fotovoltaico é composto por uma combinação dessas células. Um painel é formado por um conjunto de módulos fotovoltaicos.

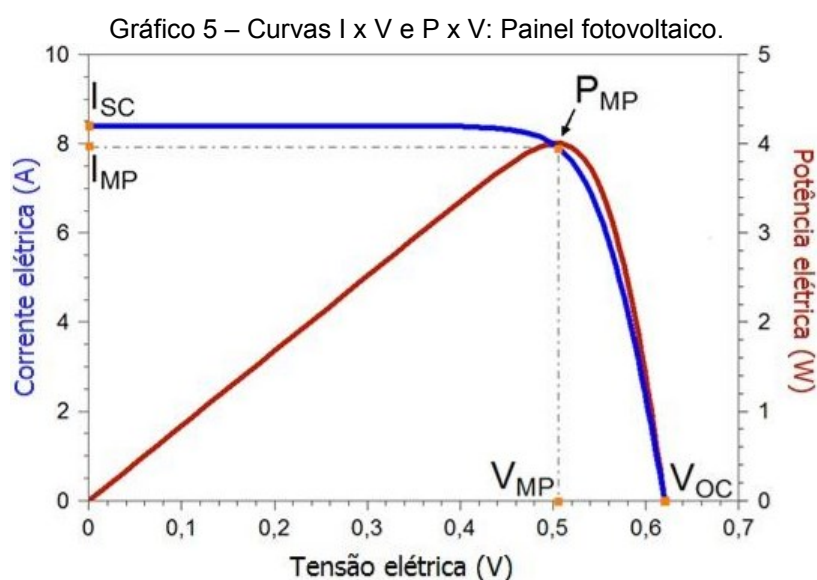
A fabricação de células solares é possível graças à descoberta do efeito fotoelétrico, observado pela primeira vez em 1839 por Edmond Becquerel. Ele chegou à conclusão que placas metálicas, mergulhadas em uma solução ácida e expostas à luz solar, produziam uma tensão em seus terminais. A primeira célula fotovoltaica, feita de selênio, foi produzida em 1883, por Charles Fritts. (PINHO e GALDINO, 2014).

No início do século XX, ocorreram grandes avanços na área científica. Em 1905, Albert Einstein recebeu um prêmio Nobel pela explicação da ocorrência do efeito

fotoelétrico. Esse fator, somado à evolução da mecânica quântica e à física dos semicondutores, permitiram o desenvolvimento da célula fotovoltaica de silício, em 1954. Em 2008, a capacidade instalada de sistemas fotovoltaicos ultrapassou 8,2 GW, 57% da capacidade instalada da usina de Itaipu. No final de 2017, a capacidade acumulada de geração atingiu quase 400 GW (BP, 2018).

2.3.1. Células Fotovoltaicas

As células podem ser conectadas em série e em paralelo, de acordo com a potência a ser gerada (MESSENGER e VENTRE, 2010). A curva característica $I \times V$ (corrente x tensão) e $P \times V$ (potência x tensão) de uma célula fotovoltaica pode ser vista no Gráfico 5, a seguir.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

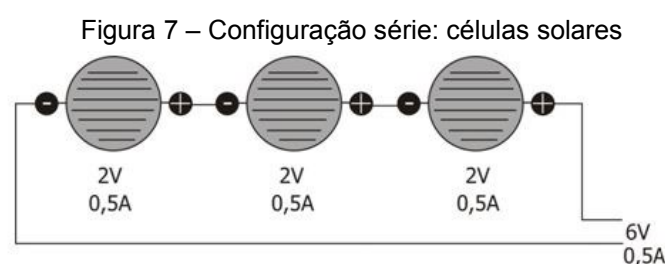
No Gráfico 5, o ponto de potência máxima é o ponto de operação normalmente desejado, situação em que é possível obter a máxima potência da célula. No caso apresentado, ele ocorre quando a tensão é igual a 0,5 V e a corrente é igual a 8 A. Outra variável que pode ser encontrada com o Gráfico 5 é a tensão de circuito aberto, medida quando a célula não está conectado a alguma carga: neste caso, ela equivale a 0,62 V (PINHO e GALDINO, 2014).

Existem diversas tecnologias para a produção de células fotovoltaicas (PINHO e GALDINO, 2014):

- Silício cristalino (monocristalino ou policristalino).

- Silício amorfo.
- Telureto de Cadmio.
- Disseleneto de Cobre e Índio.

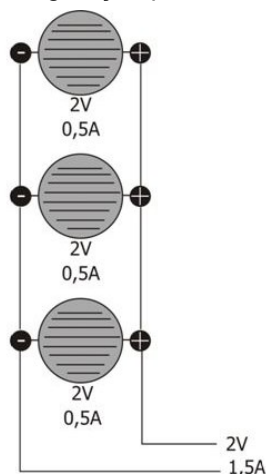
As células fotovoltaicas são conectadas em série e/ou paralelo, para aplicações envolvendo tensões, correntes e potências mais altas. A configuração série pode ser vista na Figura 7. Essa conexão fornece níveis maiores de tensão de saída do módulo (PINHO e GALDINO, 2014).



Fonte: Rede de informação em sustentabilidade (2013)

Na Figura 8, a configuração em paralelo pode ser visualizada. De maneira análoga, essa ligação fornece níveis maiores de corrente elétrica.

Figura 8 – Configuração paralelo: células solares

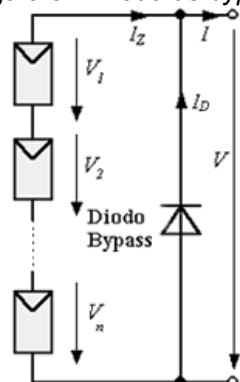


Fonte: Rede de informação em sustentabilidade (2013)

Entretanto, a ligação série enfrenta problemas com o sombreamento: uma célula sombreada terá sua *performance* reduzida. Isso pode fazer que ela fique inversamente polarizada. A célula irá superaquecer, o que poderá causar alguma falha prematura. A solução para este problema é o uso de diodo de *bypass*, exposto na Figura 9. Esse diodo criará um caminho alternativo para a passagem

de corrente elétrica, caso alguma célula esteja sombreada (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 9 – Diodo de *bypass*

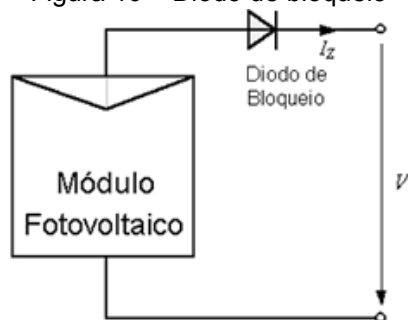


Fonte: CRESESB (2014)

O sombreamento reduz o rendimento do módulo, logo, a escolha de um local livre de sombra é uma prioridade.

Um outro problema que pode ser enfrentado pelos módulos fotovoltaicos é o possível fluxo de uma corrente reversa pelas células. Essa corrente também pode reduzir a eficiência das células fotovoltaicas e até perda total do fluxo de energia do módulo. Para evitar essa situação, utiliza-se um diodo de bloqueio, conforme Figura 10 (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 10 – Diodo de bloqueio



Fonte: CRESESB (2014)

2.3.2. Efeito da radiação solar

Além das condições atmosféricas, a disponibilidade de radiação solar também é afetada pela latitude do local, a hora do dia, e o momento do ano. Essa dependência é ocasionada pela inclinação do eixo de rotação da terra e pelos movimentos de rotação e translação em torno do sol. Na Figura 11, pode ser

visto o movimento de translação do planeta. Pode-se perceber que as variações de incidência solar são mais intensas nas regiões polares. (ANEEL, 2012):

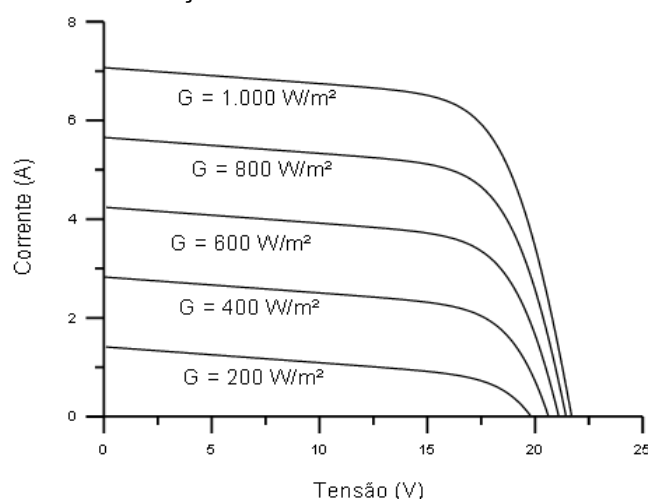
Figura 11 – Movimento de translação do planeta



Fonte: Aneel (2012).

O Gráfico 6 apresenta a influência da radiação solar no funcionamento de módulos fotovoltaicos. Com o aumento da radiação solar, a corrente nos terminais dos módulos solares tende a crescer de forma linear, enquanto a tensão de circuito aberto cresce de maneira logarítmica.

Gráfico 6 – Influência da radiação solar no funcionamento de módulos fotovoltaicos



Fonte: CRESESB (2014).

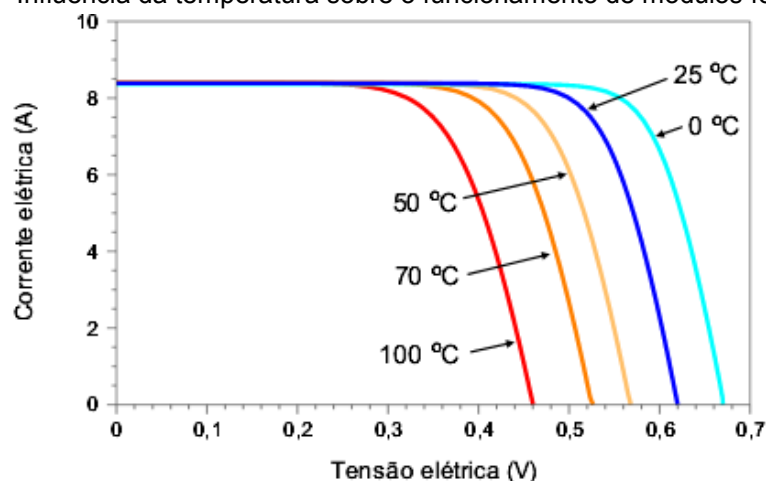
Para a melhoria da eficiência de um sistema fotovoltaico, deve-se ajustar a posição dos módulos de acordo com a latitude local e o período do ano em que mais energia é requerida. Para um sistema instalado no Hemisfério Sul, por

exemplo, a face do sistema deve ser voltada para o Norte, com inclinação similar à latitude local (ANEEL, 2012).

2.3.3. Efeito da temperatura

Além das variações de radiação solar, a variação de temperatura também afeta as características do módulo fotovoltaico, como pode ser visto no Gráfico 7:

Gráfico 7 – Influência da temperatura sobre o funcionamento de módulos fotovoltaicos



Fonte: CRESESB (2014).

Pode-se perceber que o aumento de temperatura ambiente, e o consequente aumento da temperatura de operação da célula fotovoltaica, diminui a tensão nos terminais desta. Como a corrente praticamente não se altera com a mudança de temperatura, o rendimento do módulo fotovoltaico é reduzido (CRESESB, 2014).

2.3.4. Produção de energia solar no mundo

O mercado de módulos fotovoltaicos tem se expandido rapidamente pelo mundo, devido aos custos de produção reduzidos ao longo dos anos e aos vários benefícios e oportunidades que esses tipos de tecnologia podem oferecer. Vários fabricantes e corporações sediadas na China, Índia e América do Norte investiram pesadamente em energia solar recentemente (REN21, 2017).

Na Tabela 2, apresenta-se a capacidade instalada adicional e capacidade total instalada de painéis fotovoltaicos em 2016. Durante esse ano, pelo menos 75 GW de capacidade de painéis fotovoltaicos foram instalados ao redor do mundo. A Ásia, novamente, foi responsável pela maior parte dessas adições,

contribuindo com dois terços do aumento da capacidade instalada em 2016. A China instalou 34,5 GW durante o período, muito mais do que qualquer outro país, aumentando sua capacidade total instalada para 77,4 GW. Em seguida, vem os Estados Unidos, Japão, Índia e o Reino Unido (REN21, 2017).

Tabela 2 – Capacidade instalada adicional e capacidade total: Painéis fotovoltaicos

	Total - Fim 2015	Adicionado em 2016	Total - Fim 2016
Top 10 - adição de capacidade instalada	Em GW	Em GW	Em GW
China	43,5	34,5	77,4
Estados Unidos	26,2	14,8	40,9
Japão	34,2	8,6	42,8
Índia	5,1	4,1	9,1
Reino Unido	9,7	2	11,7
Alemanha	39,8	1,5	41,3
Coréia do Sul	3,5	0,9	4,4
Austrália	4,9	0,9	5,8
Filipinas	0,1	0,8	0,9
Chile	0,9	0,7	1,6
Top 10 - capacidade total instalada			
China	43,5	34,5	77,4
Japão	34,2	8,6	42,8
Alemanha	39,8	1,5	41,3
Estados Unidos	26,2	14,8	40,9
Itália	18,9	0,4	19,3
Reino Unido	9,7	2	11,7
Índia	5,1	4,1	9,1
França	6,6	0,6	7,1
Austrália	4,9	0,9	5,8
Espanha	5,4	0,1	5,5
Total Mundo	228	75	303

Fonte: REN21 (2017)

Aos poucos, a energia solar também encontra seu espaço no Brasil. De acordo com a ANEEL, foram instalados, até maio de 2017, 112 MW. Entretanto, o país não está instalando grandes usinas centralizadas: o crescimento da energia solar ocorre na modalidade de microgeração de energia. Parte dos consumidores de energia instalaram painéis fotovoltaicos em suas residências, recebendo em troca créditos na conta de luz (ANEEL, 2017).

Quando se trata da capacidade total cumulativa instalada, a China está à frente, seguida por Japão, Alemanha, Estados Unidos, e, em um distante quinto lugar, a Itália. Por outro lado, os países com as maiores capacidades instaladas *per capita* são Alemanha, Japão, Itália, Bélgica e Austrália (REN21, 2017).

2.4. Sistemas de armazenamento de energia

Em sistemas com geração distribuída, o uso de fontes renováveis de natureza intermitente causa oscilações na disponibilidade de energia, afetando seu funcionamento. Logo, é necessário que haja um sistema de armazenamento de energia para os momentos de diminuição na geração, de modo a aumentar a eficiência e a confiabilidade da microrrede (NASCIMENTO, 2014).

Alguns métodos de armazenamento de energia são (CHEN et al, 2009):

- Baterias: armazena energia química. Podem responder rapidamente a mudanças de carga. Possuem alta eficiência (60-95%). Entretanto, observa-se que várias baterias possuem materiais tóxicos em sua composição. Mais detalhes serão discutidos na Subseção 2.4.1.
- Reservatórios de água: Armazena energia potencial hidráulica. Consiste de dois reservatórios de água em diferentes altitudes, uma unidade para bombeamento de água para o reservatório mais elevado, e uma turbina para geração de eletricidade. A energia produzida é proporcional à diferença de altura entre os dois reservatórios e à quantidade de água armazenada.
- *Flywheels*: Armazena energia rotacional. Durante a carga, o *flywheel* é girado por um motor; durante a descarga, o mesmo motor atua como gerador, produzindo eletricidade a partir da energia armazenada. Possui uma alta eficiência (90-95%). Entretanto, apresenta duração mais curta com relação a outros sistemas de armazenamento de energia.
- Supercapacitores: Possuem eletrodos, usualmente, carbono poroso, separadas por uma solução eletrolítica. Similar aos *flywheels*, também apresenta curta duração de fornecimento de energia.

- Células a combustível: utilizam o hidrogênio e oxigênio para produzir eletricidade e água. Ainda possuem um custo relativamente alto com relação a outras tecnologias.

Atualmente, as baterias são os dispositivos de armazenamento mais usados em projetos de microrrede que incluem fontes renováveis de energia de natureza intermitente (CAU et al, 2014).

2.4.1. Baterias

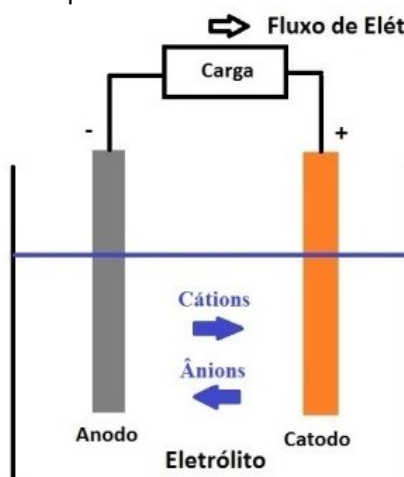
Baterias são dispositivos que transformam energia química em energia elétrica, por meio de reações de oxirredução. O material redutor e o oxidante encontram-se em compartimentos separados, de modo que o material redutor fornece elétrons ao material oxidante quando ambos estão ligados por meio de um circuito externo (FELTRE, 2005)

Uma bateria possui os seguintes componentes (FELTRE, 2005):

- Um eletrodo negativo, ou ânodo: composto por um metal redutor.
- Um eletrodo positivo, ou cátodo: composto por um material oxidante.
- Um eletrólito: permite a movimentação de cargas dentro da célula.

A Figura 12 mostra o esquema básico de uma célula fotoquímica. Uma bateria é composta por uma associação dessas células eletroquímicas.

Figura 12 – Esquema básico de uma célula eletroquímica



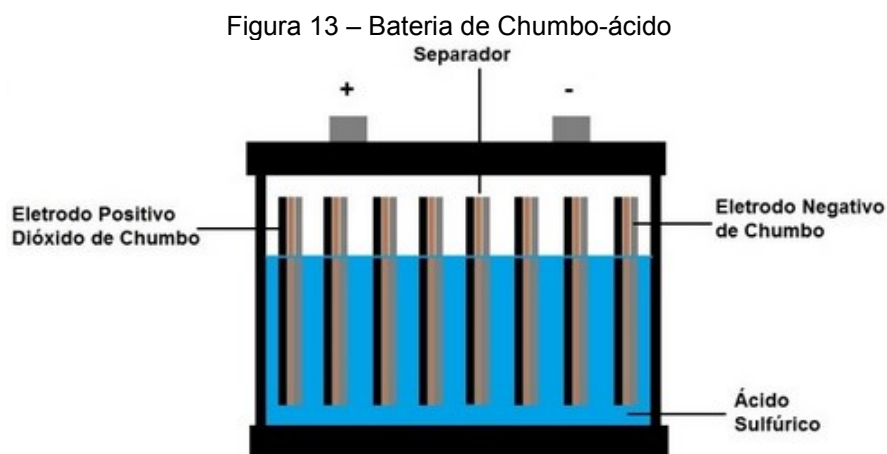
Fonte: STA Eletrônica (2018)

O primeiro dispositivo com esse funcionamento foi construído em 1800, pelo físico italiano Alessandro Volta, empilhando discos de Cobre e Zinco, separados por tecido embebido em ácido sulfúrico, sendo então chamado de pilha. Em 1836, o químico inglês John Frederic Daniell criou a célula eletroquímica de Daniell, utilizando soluções salinas em vez de ácido sulfúrico (FELTRE, 2005). A bateria de Chumbo-ácido foi inventada em 1859, pelo físico francês Gaston Planté, sendo a primeira bateria recarregável criada (STA ELETRÔNICA, 2018).

As baterias de Chumbo constituem ainda o tipo de bateria mais comumente utilizada, devido ao custo relativamente baixo, embora sejam menos robustas do que as de Níquel-Cádmio. Existem outros tipos de bateria disponíveis, como a de Níquel-Zinco, Lítio, Vanádio, entre outras tecnologias (MESSENGER e VENTRE, 2010).

2.4.1.1. Baterias de Chumbo-ácido

As baterias de Chumbo-ácido possuem um cátodo de Chumbo metálico (Pb) e um ânodo de óxido de Chumbo (PbO₂), ambos imersos em uma solução de ácido sulfúrico (H₂SO₄) (MESSENGER e VENTRE, 2010). Seu esquema pode ser visto na Figura 13.

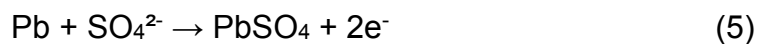


Fonte: STA Eletrônica (2018)

No ânodo, durante o processo de descarga, ocorre a seguinte reação química:

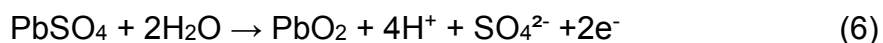


Analogamente, no cátodo:

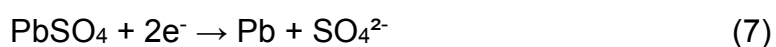


Quando uma fonte com uma tensão maior do que a produzida pelas reações acima é conectada nos terminais da bateria, as equações são revertidas – ocorre o processo de carga.

No ânodo (MESSENGER e VENTRE, 2010):



No cátodo:



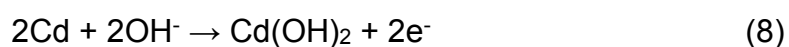
Idealmente, o carregamento e a descarga da bateria de Chumbo-ácido deveriam ser reversíveis. Entretanto, isso não ocorre na realidade. A temperatura de operação, e a taxa de carga e descarga afetam o desempenho da bateria. Tipicamente, a eficiência do processo de carregamento é de aproximadamente 95%, e a eficiência geral dos processos de carga e descarga está na casa dos 90%.

As perdas devido à resistência interna da bateria são proporcionais ao quadrado da corrente elétrica. Em outras palavras, correntes altas de carga e descarga estão associadas ao menor rendimento da bateria, além da redução de sua vida útil, devido a efeitos térmicos. Por essa razão, as taxas de carga e descarga devem ser observadas (MESSENGER e VENTRE, 2010).

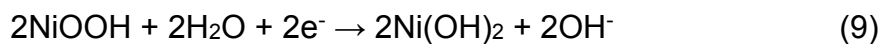
2.4.1.2. Baterias de Níquel-Cadmio

As baterias de Níquel-Cadmio (Ni-Cd) possuem ânodo composto de hidróxido de Níquel e cátodo de Cadmio, ambos mergulhados em uma solução eletrolítica.

Durante a descarga, a seguinte reação ocorrerá no ânodo (MESSENGER e VENTRE, 2010):



Por sua vez, ocorrerá no cátodo:



A equação global de descarga dessa bateria é dada por:



Se esse tipo de bateria é deixado fora de uso, ela perderá carga na taxa de aproximadamente 2% ao dia, nos primeiros dias. Calcula-se uma perda de carga na faixa de 20% para os primeiros 6 meses. Entretanto, essas baterias resistem a maiores faixas de temperatura, quando comparadas às baterias de Chumbo-ácido (MESSENGER e VENTRE, 2010).

A vida útil depende do modo de utilização, mas é menos dependente da intensidade da descarga, quando comparado à bateria de Chumbo-ácido.

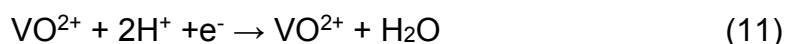
Entretanto, as desvantagens do uso da bateria de Ni-Cd são a toxicidade do Cádmio e o relativo alto custo.

2.4.1.3. Baterias de fluxo de Vanádio

Uma outra tecnologia de armazenamento de energia é a bateria de fluxo de Vanádio. Ela difere das baterias convencionais, pois as reações químicas ocorrem entre dois eletrólitos contendo Vanádio, separados por uma membrana que permite a movimentação de íons - ao invés de reações ocorrendo entre eletrodos e eletrólitos (BLANC e RUFER, 2010).

Esta tecnologia explora o fato de que o Vanádio pode existir em 4 diferentes estados de oxidação. Nesse tipo de dispositivo, a capacidade é definida pela quantidade de eletrólito armazenada nos reservatórios (BLANC e RUFER, 2010).

A reação de descarga na metade positiva da bateria pode ser descrita pela equação:

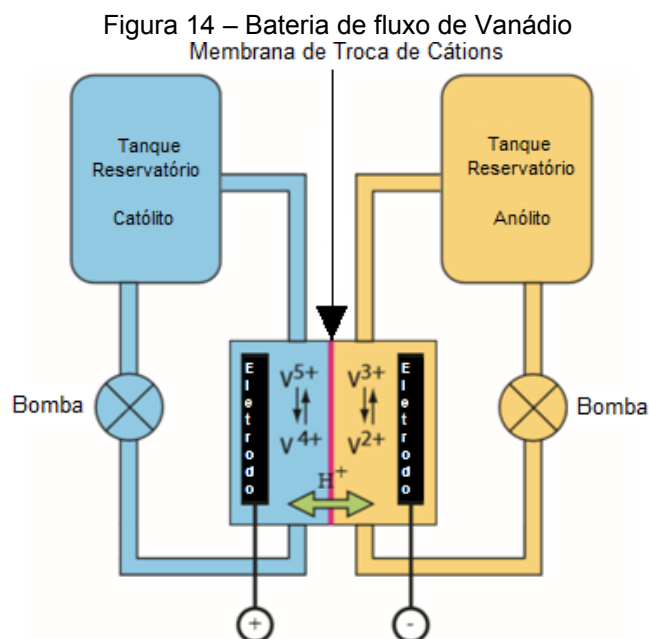


Na metade negativa:



H_2O e H^+ são necessários na reação catódica para que o equilíbrio de carga seja mantido (BLANC e RUFER, 2010).

O esquemático da bateria de Vanádio pode ser visto na Figura 14.



Fonte: Blanc e Rufer (2010)

Outros tipos de baterias de fluxo têm sido estudados ao longo dos anos, mas entre elas, a de Vanádio é a que tem a melhor chance de ser utilizada em larga escala. Uma das vantagens da bateria de fluxo de Vanádio é a simplicidade, quando comparada a outras baterias de fluxo, e a ausência de materiais tóxicos. Ela possui baixa densidade energética, o que torna os sistemas de geração distribuída seu principal campo de aplicação. Sua eficiência está entre 65% e 75% (BLANC e Rufer, 2010), mas já há baterias com eficiência de até 80% (GILDEMEISTER, 2015).

2.4.1.4. Baterias de íon de Lítio

Esse dispositivo apresenta o cátodo feito de algum óxido metálico de Lítio (LiCoO_2 , LiMoO_2 , LiNiO_2) e o ânodo feito de Carbono grafítico (Li_xC) com uma estrutura em camadas. O eletrólito é composto por sais de Lítio (como o LiPF_6 , por exemplo) dissolvido em carbonatos orgânicos (CHEN et al, 2009).

Quando a bateria é carregada, os átomos de Lítio no cátodo se tornam íons, e migram através do eletrólito em direção ao ânodo, onde recebem elétrons, e são

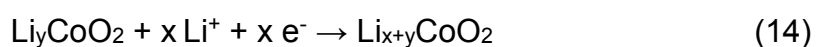
depositados entre as camadas de Carbono na forma de átomos de Lítio. O processo é revertido durante sua descarga (CHEN et al, 2009).

Para uma bateria com cátodo de LiCoO_2 , as reações que ocorrem na bateria podem ser descritas pelas equações a seguir (FOGAÇA, 2018):

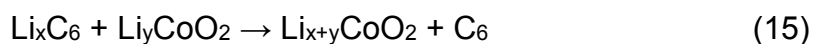
No ânodo:



No cátodo:



Reação Global:



As baterias desse material possuem alta eficiência, próxima de 100%, uma importante vantagem sobre outros tipos de bateria, mas possuem um custo relativamente alto. Sua maior aplicação é o uso em equipamentos eletrônicos de pequeno porte. (CHEN et al, 2009). Também são usadas em veículos elétricos e híbridos, sendo que as primeiras baterias desse tipo utilizadas nesses veículos continham eletrodos de LiCoO_2 (DHAMEJA, 2001).

2.5. Método de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é uma metodologia estatística que se baseia em uma grande quantidade de amostragens aleatórias para se chegar em resultados próximos de resultados reais (KROESE et al, 2014). Em outras palavras, são realizadas inúmeras simulações de um evento, sendo que as probabilidades são calculadas heurísticamente. Essa técnica, baseada em modelos que utilizam distribuições de probabilidade conhecidas, é usada por profissionais de diversos campos, como engenharia, economia, pesquisa (KROESE e RUBINSTEIN 2018).

O procedimento para realizar uma simulação de Monte Carlo pode ser resumida em alguns passos (DALLE, 2005):

- Passo 1 – Modelar o problema com funções de distribuição de probabilidade
- Passo 2 – Gerar valores aleatórios para as incertezas do problema
- Passo 3 – Substituir as incertezas por valores para calcular o resultado
- Passo 4 – Obter uma estimativa para a solução do problema

A chegada de um carro em um posto é um evento aleatório, resultando em um processo estocástico. Sendo assim, o método de Monte Carlo será usado para a resolução do problema proposto. Na análise das condições meteorológicas locais a saber, sol, vento e temperatura, esse método será usado durante a validação do modelo proposto.

2.6. Distribuição de Weibull

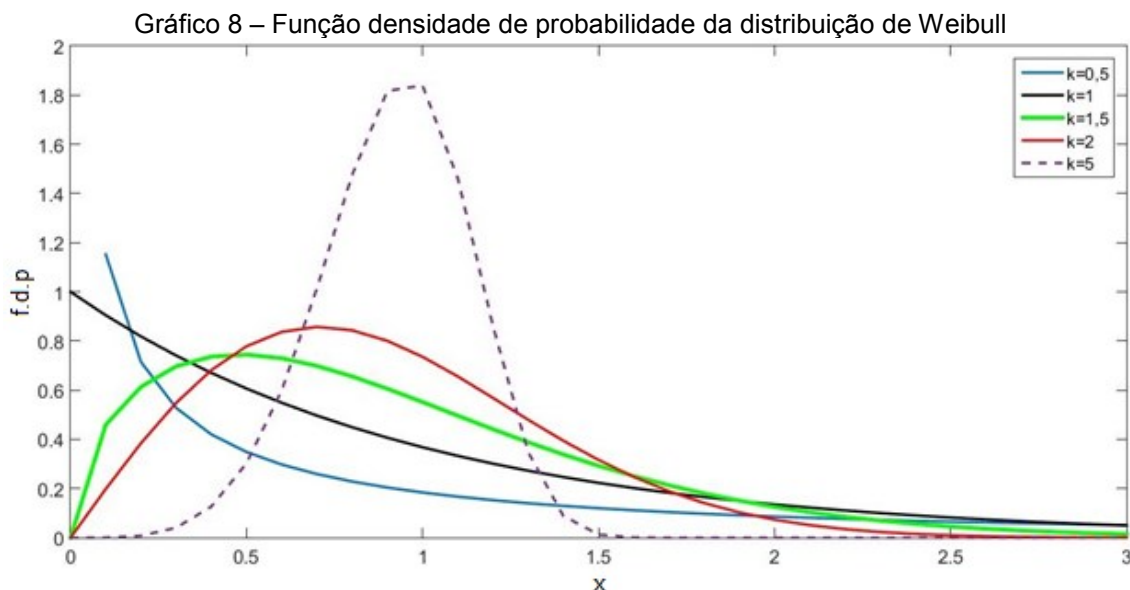
A distribuição de Weibull é uma distribuição de probabilidade, com a função dependente de dois parâmetros, bastante usada em análise estatística. Uma de suas aplicações é o uso para caracterizar a frequência de velocidade de ventos em uma região. Essa distribuição comprovadamente pode fornecer uma estimativa adequada de dados relacionados à velocidade de ventos para o cálculo do potencial eólico local (SEGURO e LAMBERT, 2000).

A função de densidade de probabilidade da distribuição de Weibull, que pode ser vista no Gráfico 8, é dada por (SILVA et al, 1999):

$$P(x|\lambda, k) = (k/\lambda)(x/\lambda)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k} \quad (16)$$

Onde k = parâmetro de forma, e λ = parâmetro de escala, sendo que $k > 0$ e $\lambda > 0$. Essa função é positiva apenas para valores positivos de x . Caso contrário, $P(x|\lambda, k) = 0$ (RUBINSTEIN e KROESE, 2008).

Pelo Gráfico 8, é possível perceber que, para valores do fator de forma menores que 1, a função densidade de probabilidade tende para o infinito, à medida que x se aproxima de zero. No caso de $k=1$, se o valor de x for nulo, a função apresenta o valor $P(0|\lambda, 1) = 1/\lambda$. Para valores de k superiores a 1, a função apresenta valor nulo quando $x=0$.



Fonte: Autoria própria (2018)

A função de distribuição cumulativa é (SEGURO E LAMBERT, 2000):

$$F(x|\lambda, k) = 1 - e^{-(x/\lambda)^k} \quad (17)$$

A média de uma variável randômica X que segue a distribuição de Weibull é dada por (SEGURO E LAMBERT, 2000):

$$E(X) = \lambda \Gamma(1 + 1/k) \quad (18)$$

E sua variância é dada por:

$$\text{Var}(X) = \lambda^2 [\Gamma(1 + 2/k) - (\Gamma(1 + 1/k))^2] \quad (19)$$

Sendo que o símbolo Γ representa a função gama, Equação (20), definida pela integral, para valores positivos de x (CELIK, 2003):

$$\Gamma(x) = \int_0^\infty e^{-t} t^{x-1} dt \quad (20)$$

O desvio padrão pode ser calculado por:

$$\sigma = \sqrt{\text{Var}(X)} \quad (21)$$

Vários métodos podem ser usados para a estimação do parâmetro de forma e do parâmetro de escala. Entre eles, pode-se citar: análise por mínimos quadrados para a distribuição observada, método de velocidades de tempo

médio e quartis, método da correlação de k com o valor médio (SILVA et al, 1999), estimador de máxima verossimilhança (*maximum likelihood estimation*) e métodos gráficos (SEGURO E LAMBERT, 2000).

2.7. Distribuição Beta

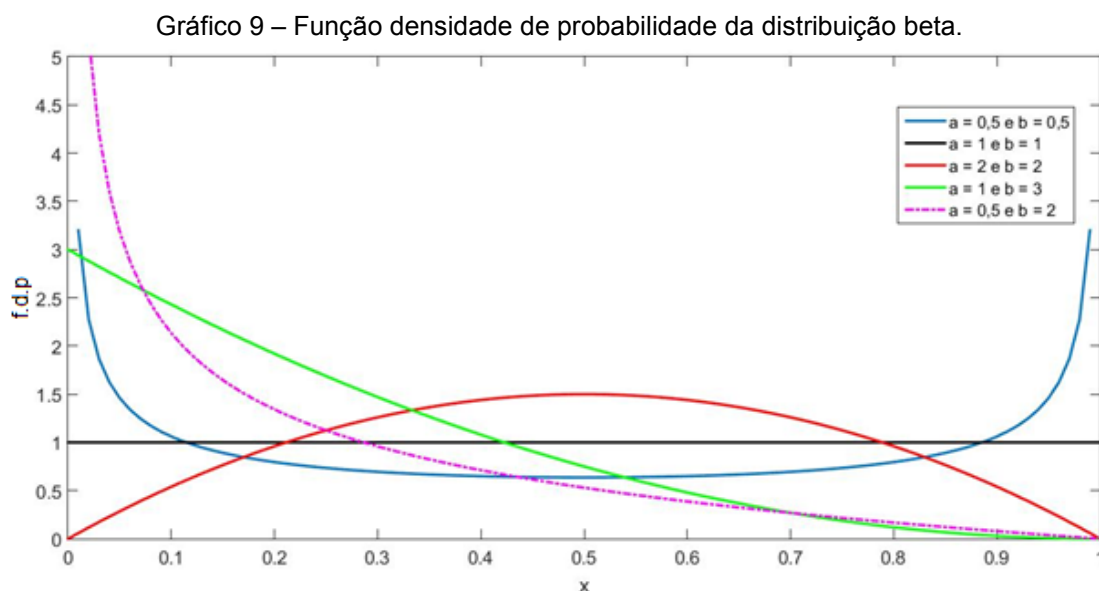
A distribuição beta é uma família de distribuição de probabilidade contínua, conforme Gráfico 9, sendo a metodologia mais indicada para avaliação da quantidade de irradiação solar disponível para uma determinada região (KARAKI, CHEDID e RAMADAN, 1999). Sua função de densidade de probabilidade, para $0 < x < 1$, pode ser vista na Equação (22)

$$P(x | \alpha, \beta) = [\Gamma(\alpha + \beta) / \Gamma(\alpha) \Gamma(\beta)] x^{\alpha-1} (1-x)^{\beta-1} \quad (22)$$

Onde Γ é a função gama, α e β são parâmetros de forma, sendo que $\alpha, \beta > 0$.

A média ou valor esperado de uma variável randômica X que segue a distribuição beta depende apenas dos parâmetros de forma α e β :

$$E(X) = \alpha / (\alpha + \beta) \quad (23)$$



Fonte: Autoria própria (2018)

A variância pode ser expressa pela Equação (24):

$$\text{var}(X) = \alpha \beta / [(\alpha + \beta)^2 (\alpha + \beta + 1)] \quad (24)$$

Assim como a média, a variância também depende apenas dos fatores de forma.

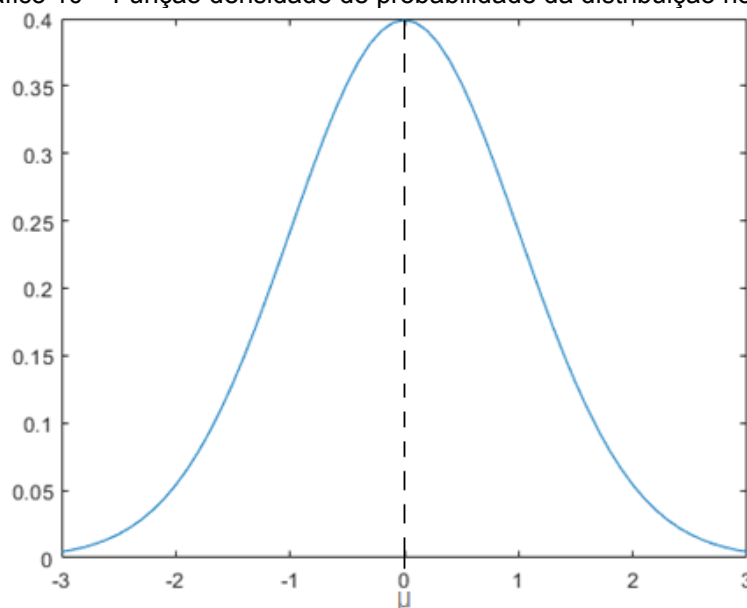
2.8. Distribuição Normal

A distribuição normal é uma das mais importantes distribuições contínuas (THOM, 1966). Ela abrange uma família de curvas com forma similar a um sino, definida por dois parâmetros: média e desvio padrão. Sua função densidade de probabilidade é expressa por (ABRAMOVITZ e STEGUN, 1972):

$$P(x|\mu, \sigma) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (25)$$

Sendo σ = desvio padrão, e μ = média, com $\sigma > 0$. Para cada valor desses parâmetros, há uma curva de densidade de probabilidade distinta. Um exemplo pode ser visto no Gráfico 10, para $\sigma = 1$, e $\mu = 0$.

Gráfico 10 – Função densidade de probabilidade da distribuição normal



Fonte: Mathworks (2017)

Quando σ e μ são desconhecidos, pode-se calcular seus valores a partir de amostras, usando as seguintes equações (THOM, 1966):

$$\hat{\mu} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (26)$$

$$\hat{\sigma} = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{\mu})^2} \quad (27)$$

Essa distribuição é bastante utilizada para a modelagem de fenômenos naturais, que apresentam distribuição de probabilidade aproximadamente normal (BITTENCOURT e VIALI, 2006). Neste trabalho, ela será empregada para análise da temperatura do local de instalação do eletroposto.

2.9. Softwares

2.9.1. MATLAB

O MATLAB (*Matrix Laboratory*) é um software desenvolvido pela Mathworks, Inc (MATHWORKS, 2017). Trata-se de um ambiente interativo e uma linguagem de alto-nível, sendo um programa bastante utilizado para análise de dados, desenvolvimento de algoritmos, e criação de modelos. A linguagem, as ferramentas e as funções matemáticas incluídas permitem que uma solução de um problema seja mais fácil e rapidamente encontrada do que nos casos em que outras linguagens de programação são utilizadas (MATHWORKS, 2017).

O MATLAB é um *software* pago, mas uma versão de teste, válida por 30 dias, pode ser obtida no *site* da Mathworks.

2.9.2. AMPL

O AMPL (*A Mathematical Programming Language*) é uma linguagem algébrica de modelagem para programação, desenvolvida por Robert Fourer, David Gay e Brian Kernighan, nos laboratórios Bell. O AMPL é caracterizado pela similaridade entre suas expressões algébricas e a notação matemática usual. O AMPL oferece um ambiente de comando interativo para montar e resolver problemas matemáticos, encontrando um nicho de aplicação bastante sólido em problemas de otimização. Contando com uma interface de fácil utilização, o AMPL garante acesso a diversos pacotes de otimização (*solvers*), contendo algoritmos para resolver o problema proposto. O usuário ainda possui a opção de alterar o pacote de otimização utilizado, de modo a obter um melhor desempenho (FOURER, GAY e KERNIGHAN, 2003).

Este trabalho utilizou o *solver* MINOS, que disponibiliza os seguintes algoritmos: Simplex Primal, Método do Gradiente Reduzido e Método do Lagrangiano Aumentado. Esse pacote de otimização pode ser utilizado para problemas de

otimização lineares e não-lineares (AMPL, 2018). Mais detalhes serão discutidos no Capítulo 6.

Uma versão de teste do AMPL pode ser conseguida no *site* oficial da AMPL Optimization, Inc.

2.10. Resumo do capítulo

Neste capítulo, foram expostos os diversos conceitos que serão abordados no desenvolvimento do trabalho proposto. O conceito de microrredes está bastante relacionado a energias renováveis, como já foi mencionado. Muitas dessas fontes renováveis, devido à sua natureza intermitente, são associadas a sistemas de armazenamento de energia. O conteúdo tratado no Capítulo 2 também abrange o Método de Monte Carlo, distribuições de densidade de probabilidade, além de fornecer uma descrição breve dos softwares que serão utilizados para o desenvolvimento desta pesquisa.

No próximo capítulo, será descrita a microrrede objeto de estudo, assim como sua modelagem.

3. A Microrrede e sua modelagem

A microrrede objeto de estudo nessa dissertação está isolada da rede principal de distribuição. Além disso, ela é composta apenas por fontes renováveis a saber, eólica e solar, e possui um sistema de armazenamento de energia composto por um banco de baterias para os momentos em que não há energia disponível suficiente vinda das turbinas eólicas e dos módulos fotovoltaicos. As cargas consideradas são carros elétricos e equipamentos de uma pequena loja de conveniência, anexo ao posto. O esquema dessa microrrede, correspondente a um eletroposto, pode ser visto na Figura 15.

A microrrede terá 5 turbinas eólicas, com uma potência total nominal de 50 kW, sendo que cada uma delas têm potência nominal de 10 kW cada, com velocidade de vento nominal de 12 m/s. Todas elas são de eixo horizontal de três pás, com geradores síncronos a ímãs permanentes, e com ângulo de *pitch* fixo. A velocidade de vento de *cut-in* é 2,5 m/s e de *cut-off* é de 25 m/s (BERGEY, 2011).

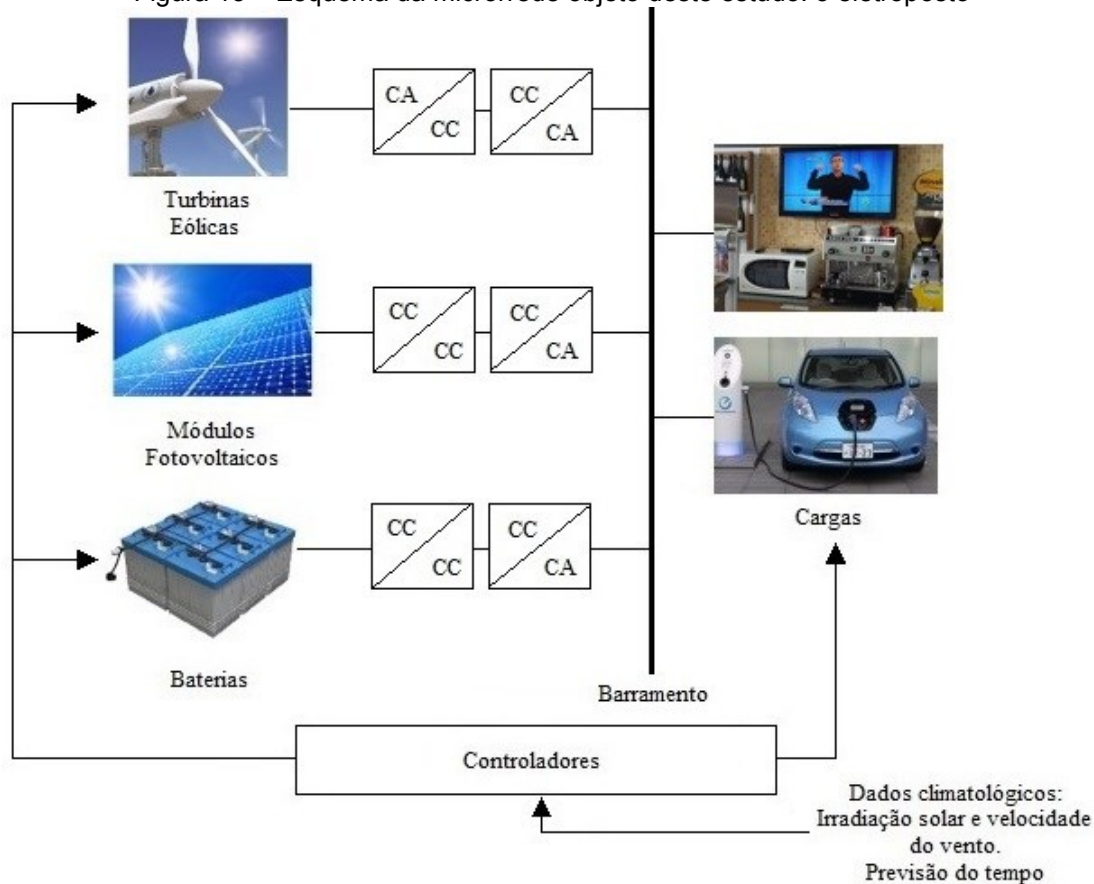
Os módulos fotovoltaicos, outra fonte de energia renovável que compõe a geração da microrrede, são de silício monocristalino, cada um com uma potência nominal de 280 W, totalizando uma potência instalada de 30 kW. As dimensões de um módulo são 1,65x0,99x0,40 m e, com a instalação de 108 deles, formando o painel fotovoltaico, a área total ocupada somente pelos módulos é de 176 m² (YINGLI SOLAR, 2018). Além disso, é estimada uma área adicional de circulação entre os módulos de 205 m².

O banco de baterias é composto por 2 baterias de fluxo de Vanádio de 48V, com capacidade de 130 kWh cada uma, e taxa de carga/descarga de 10 kW. Estão previstos 3 pontos de carregamento para os veículos elétricos.

Também foi prevista a construção de uma pequena loja de conveniência ao lado do eletroposto, onde os motoristas poderão esperar enquanto os carros são recarregados. Considera-se que uma loja desse tipo tenha os seguintes equipamentos instalados: 1 geladeira de 120W (PANASONIC, 2018), 2 expositores de bebidas de 200 W (GELOPAR, 2015), 2 ventiladores de 130 W (VENTISOL, 2015), 1 microondas de 620 W (CONSUL, 2017), 1 computador de 63 W (PROCEL, 2014), 12 lâmpadas fluorescentes de 32 W (OSRAM, 2017) e

6 reatores eletrônicos de 10 W - cada reator estará conectada a duas lâmpadas e seu consumo é de aproximadamente 15% da potência das mesmas (PROCEL, 2014).

Figura 15 – Esquema da microrrede objeto deste estudo: o eletroposto



Fonte: Autoria Própria (2017).

Como a microrrede sempre estará operando ilhada, os controladores da microrrede deverão manter o equilíbrio do fluxo de potência, de modo a atender as cargas críticas ou prioritárias (MICHAELSON, MAHMOOD E JIANG, 2017). As funções de controle deverão responder rapidamente para que este equilíbrio seja estabelecido, pois a microrrede isolada não possui a mesma estabilidade que aquela conectada à rede de distribuição (CHOWDHURY, CHOWDHURY e CROSSLEY, 2009). Em outras palavras, o eletroposto deve atender ao balanço de energia representado na Equação (28), correspondente ao balanço de potência ativa:

$$P_{pv} + P_{wind} + P_{bat} = P_{carga} \quad (28)$$

Sendo P_{pv} a potência proveniente dos módulos fotovoltaicos, P_{wind} a potência produzida pelas turbinas eólicas, P_{bat} a potência originária das baterias e P_{carga} a potência demandada pela carga.

3.1. Modelagem das fontes eólicas

Os dados das turbinas eólicas instaladas na microrrede podem ser vistos no Quadro 2:

Quadro 2 – Dados referentes à turbina eólica da microrrede.

Parâmetro:	Dado:
Velocidade de <i>cut-in</i>	2,5 m/s
Velocidade de <i>cut-off</i>	25 m/s
Velocidade nominal (10 kW)	12 m/s
Raio das pás	3,5 m
Controle aerodinâmico	<i>Stall</i> (Ângulo de <i>pitch</i> fixo)

Fonte: Bergey (2011)

Para as velocidades de vento entre 2,5 m/s e 12 m/s, a energia gerada por uma turbina eólica pode ser calculada por meio da Equação (2), exposta na Subseção 2.2.

Como mencionado anteriormente, a Equação (2) apresenta o coeficiente C_p , que indica o rendimento da turbina. Esse coeficiente depende do ângulo de *pitch* das pás da turbina e da razão entre a velocidade das pás e do vento. Na literatura existem diversos modelos para o cálculo de C_p . Neste trabalho será utilizada a metodologia proposta por Tsioumas et al. (2016) conforme apresentado na Equação (29), por se tratar de um modelo muito utilizado em simulações envolvendo turbinas eólicas (TSIOUMAS et al., 2016).

$$C_p = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-5/\lambda_i} + 0,0068\lambda \quad (29)$$

com:

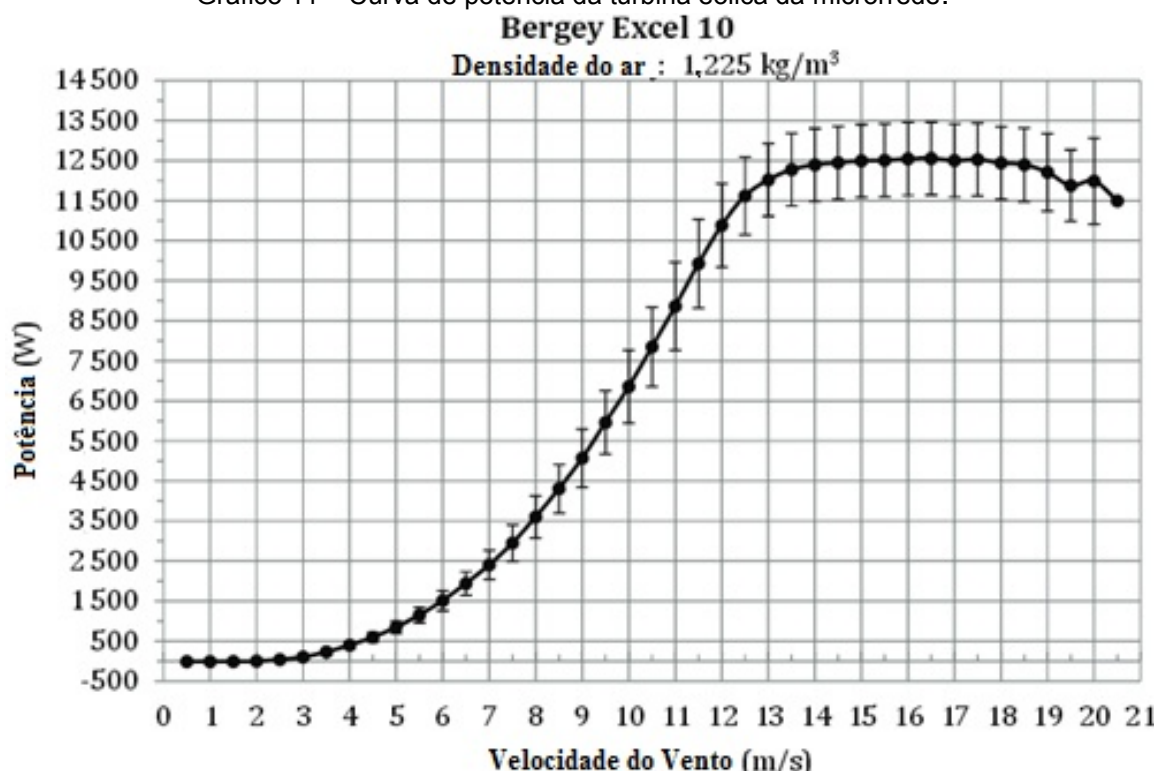
$$\lambda_i = \frac{1}{(\lambda + 0,08\beta)} - \frac{0,035}{(\beta^3 + 1)} \quad (30)$$

$$\lambda = \frac{\omega_m R}{v} \quad (31)$$

Sendo: β o ângulo de *pitch* das pás da turbina (em graus), λ a razão entre a velocidade das pás e do vento, R o raio das pás (em m) e ω_m a velocidade angular das pás (em rad/s).

O Gráfico 11 é equivalente à curva de potência da turbina eólica da microrrede, considerando a densidade do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$. Para a faixa de velocidades $12 < V < 25 \text{ m/s}$, a potência gerada pela turbina é limitada a $12,5 \text{ kW}$, de modo que o modelo seja equivalente à curva de potência da turbina. Para velocidades iguais ou superiores a 25 m/s , a turbina deverá ser desligada, por questões de segurança.

Gráfico 11 – Curva de potência da turbina eólica da microrrede.



Fonte: Bergey (2011)

Quando a velocidade do vento for inferior a $2,5 \text{ m/s}$ (velocidade de *cut-in*), a turbina consumirá energia ao invés de contribuir para a geração. Uma escolha aparentemente lógica seria desconectá-la do sistema. Porém, se esse processo for realizado frequentemente, as partes mecânicas da turbina serão prejudicadas. Outra opção é deixar as turbinas no modo *stand-by*, em funcionamento sem gerar energia, por curtos períodos de tempo, de modo a evitar maiores estresses mecânicos (TSIOUMAS et al., 2016). Neste caso, a turbina eólica opera na região motora, passando a ser vista como uma carga no

sistema. Nesta dissertação, períodos iguais ou superiores a 1 (uma) hora com velocidades de vento inferiores à velocidade de *cut-in* serão considerados longos e, nesta situação, as turbinas eólicas serão desligadas.

3.2. Modelagem das fontes fotovoltaicas

A potência gerada pelo painel fotovoltaico é calculada usando a Equação (32), como apresentado em (CHAUHAN e SAINI, 2014).

$$P_{pv} = G\eta_{pv}S \quad (32)$$

Sendo: G a radiação solar (em kW/m^2), S a área da superfície do painel (em m^2) e η_{pv} o rendimento da célula fotovoltaica.

O rendimento da célula fotovoltaica é função da temperatura da própria célula fotovoltaica, e pode ser calculado pela Equação (33), conforme exposto pelos autores Skoplaki e Palyvos (2009):

$$\eta_{pv} = n_r [1 - b_{pv}(T_c - T_{ref})] \quad (33)$$

Com a Equação (34) (GARCIA e BALENZATEGUI, 2004):

$$T_c = T_a + \frac{[G(\text{NOCT}-20)]}{0,8} \quad (34)$$

Sendo: n_r o rendimento da célula operando na temperatura de referência, b_{pv} o coeficiente de temperatura, T_{ref} a temperatura de referência, T_a a temperatura ambiente, T_c a temperatura da célula fotovoltaica, e NOCT a temperatura normal de operação da célula fotovoltaica.

Os parâmetros do painel encontram-se no Quadro 3:

Quadro 3 – Parâmetros do painel fotovoltaico da microrrede

Parâmetro:	Dado:
n_r	0,175
b_{pv}	0,4 $\text{\%/}^{\circ}\text{C}$
T_{ref}	20 $^{\circ}\text{C}$
NOCT	46 $^{\circ}\text{C}$
S	176 m^2

Fonte: Yingli Solar (2018)

Assume-se, neste trabalho, que o painel fotovoltaico sempre opera no ponto de máxima potência, visto que os algoritmos de rastreamento do ponto máximo de potência operam de modo independente ao gerenciamento de energia do sistema (BARRIOS, 2015).

3.3. Modelagem do banco de baterias

Naturalmente, quando a energia proveniente dos ventos e do sol não for suficiente para suprir a demanda, a bateria, se estiver carregada, fornecerá a energia necessária às cargas. Nas ações de gerenciamento, o estado de carga da bateria desempenha um papel fundamental. De fato, a operação bem-sucedida de uma microrrede é altamente dependente da operação e controle adequados dos dispositivos de armazenamento de energia durante contingências (CHOWDHURY, CHOWDHURY e CROSSLEY, 2009). Além disso, a profundidade da descarga durante cada ciclo de uso da bateria tem impacto em sua vida útil (WANG e HONG, 2015). Nesta dissertação, o estado de carga (SOC) da bateria será limitado de acordo com a Equação (35):

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (35)$$

Sendo que SOC_{min} é o estado de carga mínimo permitido para a bateria, e SOC_{max} é o estado máximo de bateria determinado.

A taxa de descarga/carga da bateria apresenta uma limitação, expressa na Equação (36):

$$P_{batmin} \leq P_{bat} \leq P_{batmax} \quad (36)$$

Os dados do banco de baterias podem ser vistos no Quadro 4.

Quadro 4 – Dados do banco de baterias

Parâmetro:	Dado:
Número de baterias	2
Capacidade	130 kWh
Taxa de carga/descarga	10 kW (cada bateria)
Rendimento	80%

Fonte: Gildemeister (2015)

3.4 Modelagem dos veículos elétricos

A taxa de carregamento dos veículos elétricos também apresenta limites operacionais, de acordo com a Equação (37):

$$0 \leq P_{ev_i} \leq P_{ev_i}^{max} \quad (37)$$

Com: $i = 1, 2, \dots, N_{ev}$

Onde P_{ev_i} é a taxa de carregamento, em kW, do veículo na tomada i , e $P_{ev_i}^{max}$ é a taxa máxima de carregamento do referido veículo, em kW. N_{ev} é o número de tomadas destinadas ao carregamento dos carros elétricos.

Uma mudança na taxa de carregamento é representada pela restrição expressa na Equação (38). A restrição apresentada limita uma mudança brusca na potência entregue aos veículos, após cada intervalo de tempo t , o que condiz com a tecnologia atual de baterias (RICHARDSON, FLYNN e KEANE, 2012).

$$P_{ev_i}^{t-1} - \Delta \leq P_{ev_i}^t \leq P_{ev_i}^{t-1} + \Delta \quad (38)$$

Com: $i = 1, 2, \dots, N_{ev}$.

Onde Δ representa a variação na taxa de carregamento, em kW. A taxa de carregamento no momento t não pode sofrer uma variação superior ao valor expresso por Δ , com relação ao momento anterior, $t-1$ (GARCIA-OSORIO e RUEDA-MEDINA, 2013).

Quadro 5 – Dados do carro elétrico

Parâmetro:	Dado:
Capacidade da Bateria	24kWh
P_{ev}^{max}	18kW
Δ	8kW
N_{ev}	3

Fonte: Autoria Própria (2018)

3.5. Modelagem das cargas da loja de conveniência

Nessa dissertação, cada equipamento da loja de conveniência, quando em funcionamento, é considerado como uma carga fixa. Ou seja, em condições normais, esses equipamentos serão tratados como uma carga de potência constante, diferentemente dos veículos elétricos, cuja taxa de carregamento pode variar ao longo do tempo.

Outro detalhe a ser levado em consideração é que o uso de alguns equipamentos é mais frequente em determinadas épocas do ano. Um exemplo é o ventilador, mais utilizado no verão e menos utilizado no inverno. A iluminação por lâmpadas é menos utilizada no verão, quando há mais horas de luz solar, e mais utilizada no inverno.

Na modelagem das cargas da loja de conveniência do eletroposto, optou-se por uma abordagem determinística, visto que os equipamentos da loja são de uso regular. Em outras palavras, esses equipamentos têm horários de funcionamento definidos.

No Quadro 6, estão expressos os tempos de utilização de cada equipamento da loja de conveniência do eletroposto.

Quadro 6 – Uso dos equipamentos da loja de conveniência

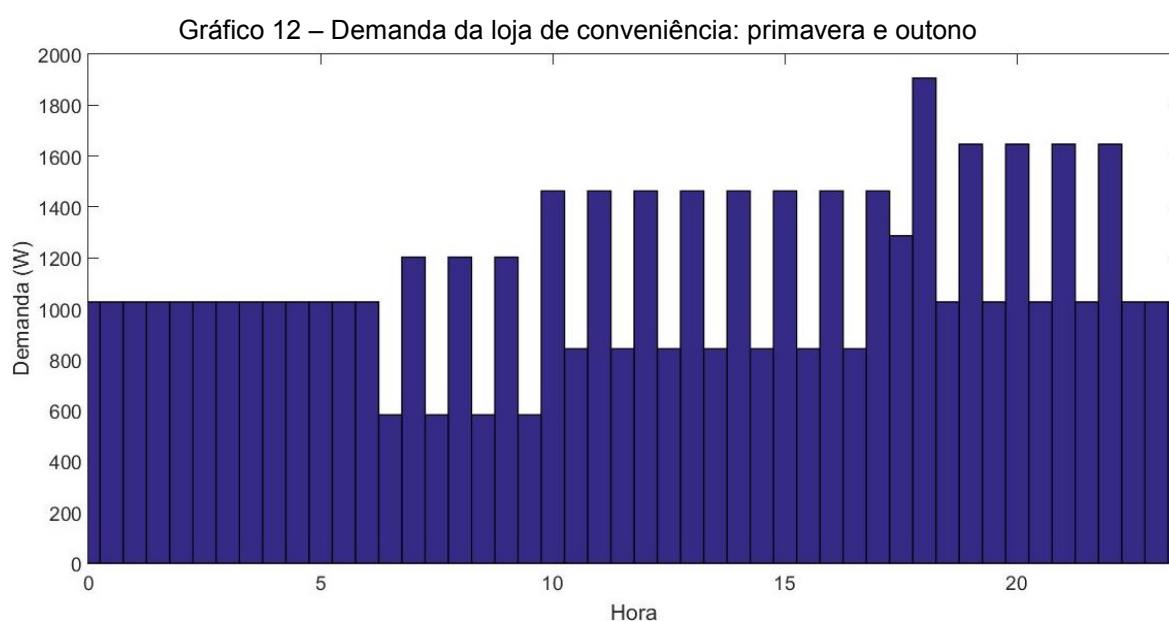
Equipamento	Tempo de Utilização:
Geladeira	24 horas (contínuo)
Expositores de bebidas	24 horas (contínuo)
Ventiladores	14 horas (verão), 8 horas (outono e primavera), não usado no inverno
Microondas	30 minutos a cada hora entre 10h e 22h.
Lâmpadas fluorescentes	10 horas (verão), 12 horas (outono e primavera), 13 horas (inverno)
Reatores	10 horas (verão), 12 horas (outono e primavera), 13 horas (inverno)
Computador	24 horas (contínuo)

Fonte: Autoria Própria (2018)

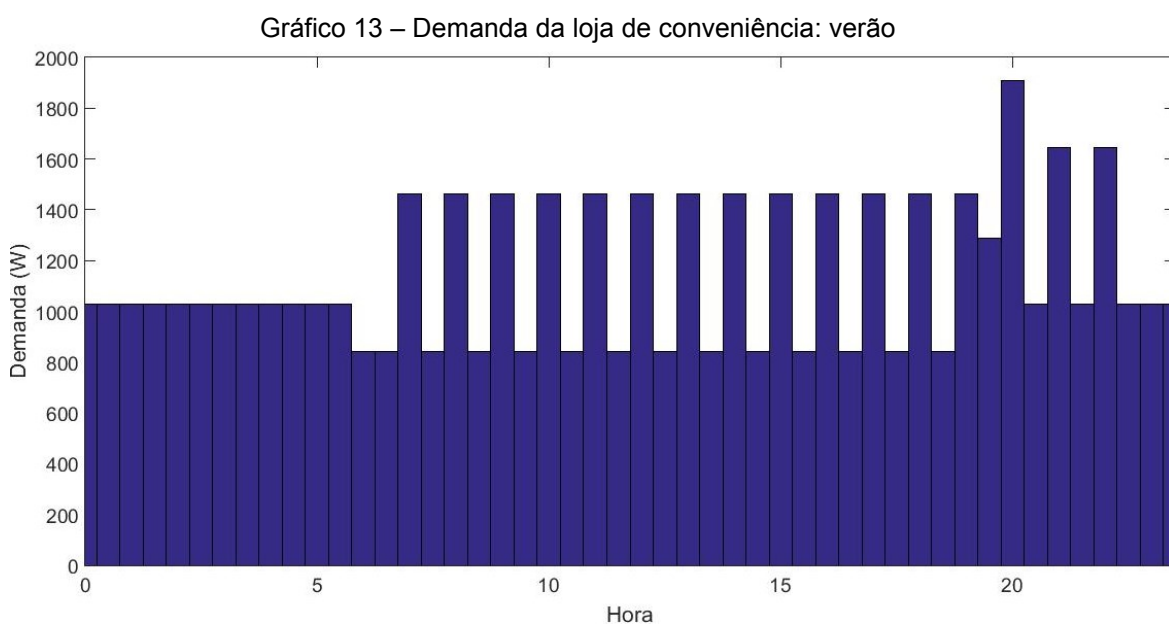
Na loja há alguns equipamentos de uso contínuo, cuja utilização não depende da estação do ano: a geladeira, os expositores de bebidas e o computador.

É assumido que o microondas é utilizado no início de cada hora.

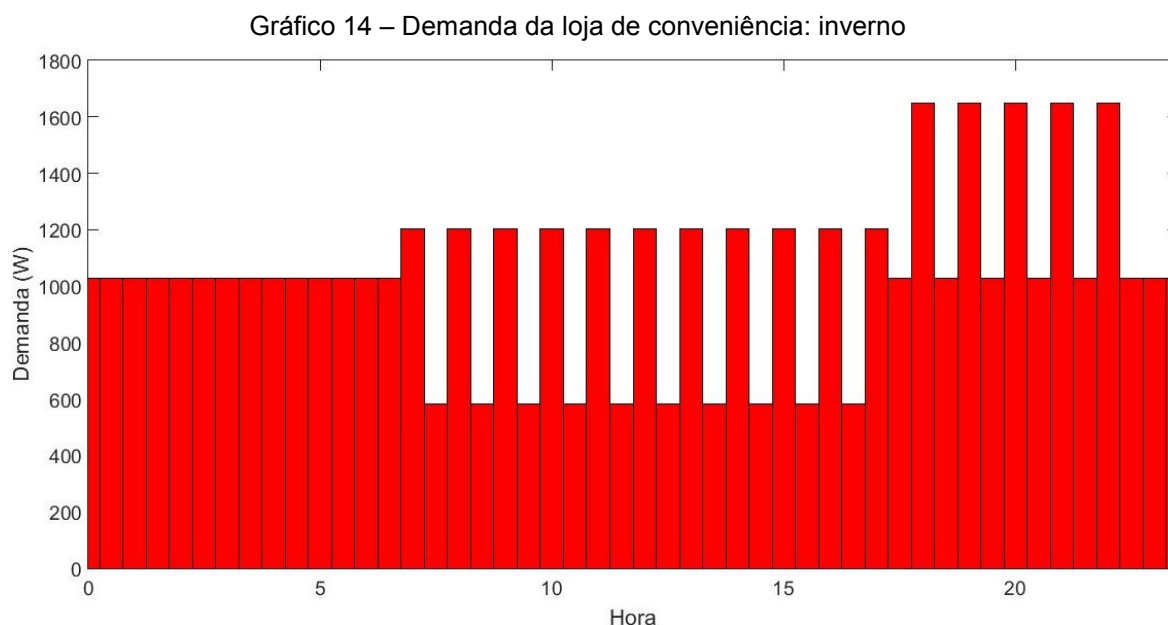
A partir do Quadro 6, é possível estimar uma curva típica de demanda das cargas fixas do eletroposto, expressa nos Gráficos 12, 13 e 14. Nessa dissertação, considera-se que na primavera e no outono não há diferença no horário e no tempo de uso dos equipamentos.



Fonte: Autoria própria (2018)



Fonte: Autoria própria (2018)



Fonte: Autoria própria (2018)

Os “picos” nas curvas de demanda ocorrem devido ao uso do microondas no início de cada hora.

3.6. Resumo do capítulo

Neste capítulo, foram informadas as características da microrrede estudada neste trabalho, um eletroposto. Fazem parte da composição: turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos, um banco de baterias, e cargas. A Instalação atende a cargas fixas e a cargas variáveis, neste caso, os veículos elétricos. Também foi feita a modelagem das fontes renováveis, do banco de baterias e das cargas.

No próximo capítulo, será prevista uma curva de densidade de probabilidade para a chegada de veículos elétricos.

4. Modelagem do comportamento do carregamento dos veículos elétricos

4.1. Comportamento do carregamento dos veículos elétricos

Neste capítulo, será calculada a curva de densidade de probabilidade de um carro elétrico visitar o eletroposto em uma determinada hora ao longo do dia.

4.1.1. Metodologia e construção da curva densidade de probabilidade

A chegada de um carro em um eletroposto em determinada hora pode ser modelada por um experimento de Bernoulli, onde a probabilidade de sucesso ($k = 1$, ou seja, o carro visitar o posto) é considerada p , e a probabilidade de fracasso ($k = 0$) é $q = 1 - p$. Se forem obtidas 100 observações relacionadas ao período de tempo em questão (por exemplo, 100 dias observando a aparição de algum veículo no horário de 8hs da manhã), pode-se utilizar a distribuição binomial, cuja função de probabilidade é:

$$P(X = s) = \binom{n}{s} p^s (1 - p)^{n-s} \quad (39)$$

Onde s = número de sucessos, e n = número de observações. A distribuição de Bernoulli é um caso particular da distribuição binomial, onde $n = 1$ (uma observação). Entretanto, o valor de p não é conhecido. Pode-se utilizar a regra de Bayes para encontrar a função densidade de probabilidade e uma estimativa para p (RUBINSTEIN e KROESE, 2008).

$$P(A|B) \propto P(B|A) P(B) \quad (40)$$

Aplicando a regra de Bayes para a distribuição binomial, chega-se à função densidade de probabilidade (RUBINSTEIN e KROESE, 2008):

$$f.d.p. = (n + 1) \binom{n}{s} p^s (1 - p)^{n-s} \quad (41)$$

Após a modelagem, foram gerados dados para a simulação. Os dados randômicos para a distribuição binomial são obtidos através de sucessivos experimentos de Bernoulli. Uma variável randômica X com distribuição de Bernoulli pode ser obtida pelo seguinte método (RUBINSTEIN e KROESE, 2008):

- Gerar um número aleatório U , entre 0 e 1, com distribuição uniforme.
- Se $U < p$, a variável será $X = 1$, Caso contrário, $X = 0$.

Percebe-se que, quanto maior o valor de p , maior a probabilidade de $X = 1$.

Com um código no software MATLAB, foram gerados 24 vetores (um para cada hora do dia), contendo variáveis Bernoulli randômicas. Cada vetor contém o número de elementos igual ao número de observações ($n = 100$). Por exemplo: no horário das 8h, foram feitas durante 100 dias, observações sobre a visita de veículos ao eletroposto. Cada hora do dia tem um vetor de dados distinto, pois a probabilidade de aparecer um carro em um eletroposto sofre variação ao longo do dia.

Para obter as variáveis Bernoulli randômicas, foi utilizado a função 'rand' do MATLAB para gerar vetores de números aleatórios com distribuição uniforme entre 0 e 1. Se o número randômico fosse menor que um valor p , estabelecido por meio de consulta ao trabalho de Yunus, de la Parra e Reza (2011), e variável de acordo com a hora, a variável Bernoulli apresentaria valor 1, representando uma visita ao eletroposto. Caso contrário, a variável seria 0. A Figura 16 apresenta a representação matricial das variáveis Bernoulli, sendo que as linhas da matriz correspondem às 24 horas do dia e o eixo das colunas representam os 100 dias de observações.

Figura 16 – Representação Matricial: variáveis Bernoulli

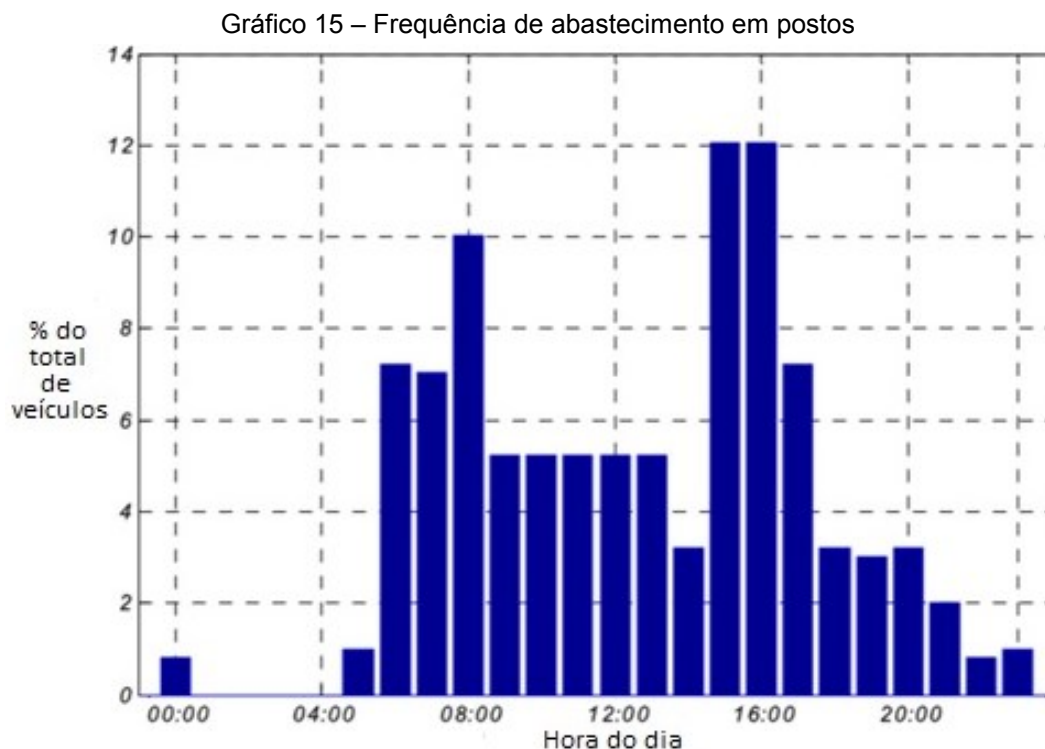
		Dia														
		1	2	3	4	5	6	7	...	94	95	96	97	98	99	100
H o r a	0h	0	0	0	1	0	0	1	...	0	1	0	0	1	0	0
	1h	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0
	2h	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0
	3h	0	0	0	0	0	0	0	...	0	0	0	0	0	0	0

	20h	1	1	0	1	0	1	1	...	1	0	1	1	0	1	1
	21h	0	1	1	0	0	0	1	...	0	1	1	1	0	1	0
	22h	0	0	1	0	0	1	0	...	1	0	0	0	0	0	1
	23h	0	1	0	0	1	0	0	...	0	1	0	1	0	0	1

Fonte: Autoria Própria (2018)

Para determinar o valor de p , foram usados dados relativos à frequência de abastecimento de veículos em postos comuns, Gráfico 15, visto que não foi encontrado dados relativos a eletropostos. O valor de p foi proporcional à

porcentagem de veículos que visita o posto em determinada hora ao longo do dia.



Fonte: Yunus, de la Parra e Reza (2011)

Como é possível ver, a movimentação em um posto varia ao longo do dia, logo o valor adotado para p também deverá sofrer alterações de acordo com o momento do dia. O valor de p é maior para os horários de 8h, 15h e 16h. Nesse caso, $p = 1$. Para os horários 6h, 7h e 17h, foi considerado $p = 0,8$. Para 9h, 10h, 11h, 12h e 13h, considera-se $p = 0,58$. Para 14h, 18h, 19h, 20h, $p = 0,35$. Para 21h, considera-se $p = 0,22$. Para 5h, 22h, 23h e meia-noite, assume-se $p = 0,1$. Finalmente, para o período menos movimentado, composto por 1h, 2h, 3h e 4h, assume-se $p = 0$.

Com os dados em mãos, o passo seguinte foi contar o número de vezes que apareceu um veículo no posto (número de sucessos, s), dentro das 100 observações, para cada hora do dia. Ou seja, determinar o número de '1's dentro de cada vetor.

Com o número de sucessos (s) e o número de observações (n), e com o auxílio do MATLAB, foi determinada a função densidade de probabilidade.

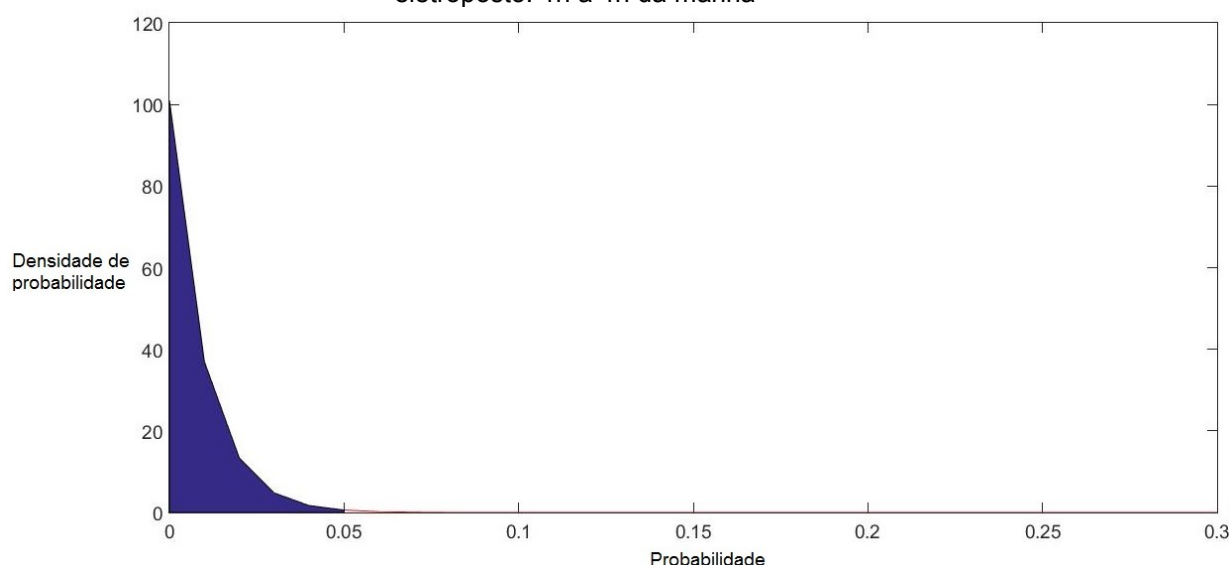
O procedimento, desde a geração de dados aleatórios até o cálculo da função densidade de probabilidade, foi repetido 10.000 vezes. Foi feita a média do resultado de cada função densidade de probabilidade, e então o intervalo de confiança e a probabilidade puderam ser determinados.

4.1.2. Obtenção das curvas de densidade de probabilidade

Os resultados obtidos foram expressos em gráficos, mostrados a seguir, sendo que a área em azul corresponde ao intervalo de confiança de 95%.

Para os horários de 1h a 4h da manhã, a curva da função densidade de probabilidade encontra-se no Gráfico 16. Neste período, a probabilidade p , na qual a função densidade de probabilidade atinge seu máximo, é $p = 0$, ou seja, não é esperada a aparição de carros nesse período.

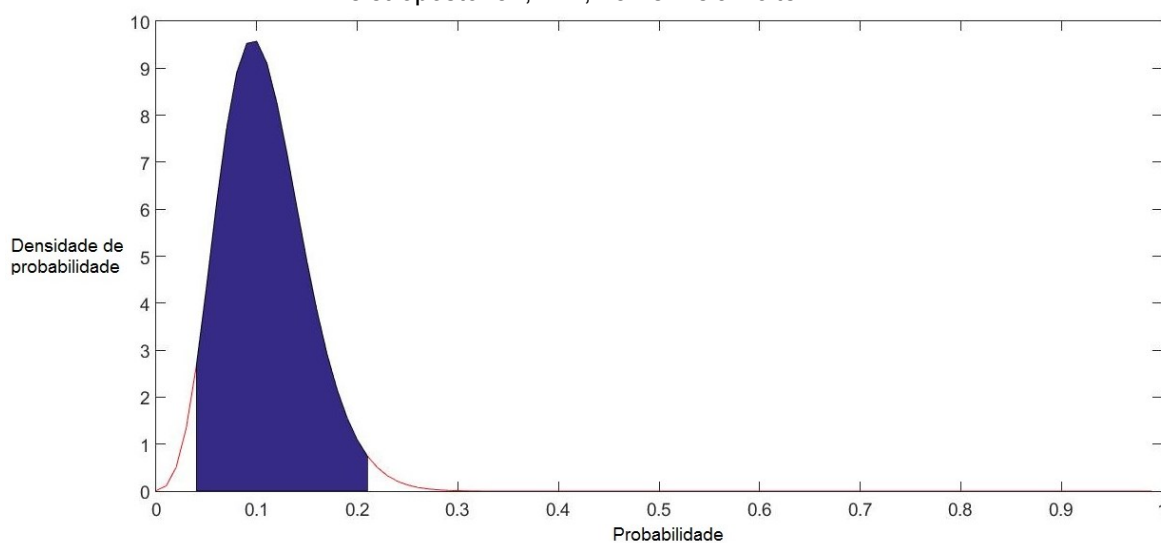
Gráfico 16 – Curva da função densidade de probabilidade – chegada de veículos ao eletroposto: 1h a 4h da manhã



Fonte: Autoria Própria (2018)

Para os horários de 5h, 22h, 23h, a curva da função densidade de probabilidade encontra-se no Gráfico 17. Por exemplo, o máximo da curva significa que a probabilidade de 9,5% de veículos estarem carregando nas horas indicadas é igual a 0,1.

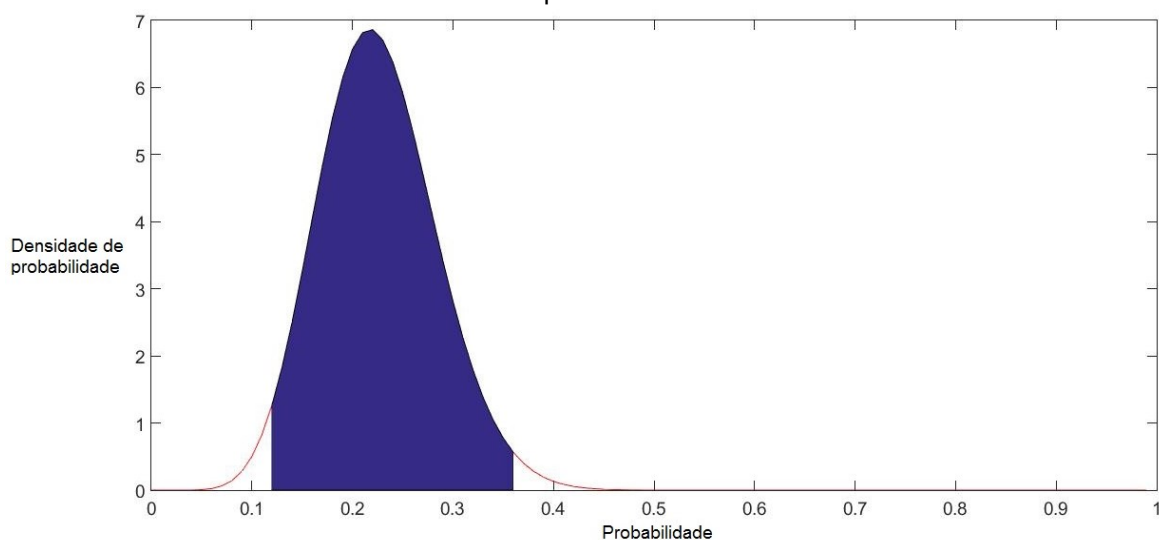
Gráfico 17 – Curva da função densidade de probabilidade – chegada de veículos ao eletroposto: 5h, 22h, 23h e meia-noite



Fonte: Autoria Própria (2018)

Para os horários de 21h, a curva da função densidade de probabilidade encontra-se no Gráfico 18. Neste período, a probabilidade p na qual a função densidade de probabilidade atinge seu máximo é $p = 0,22$.

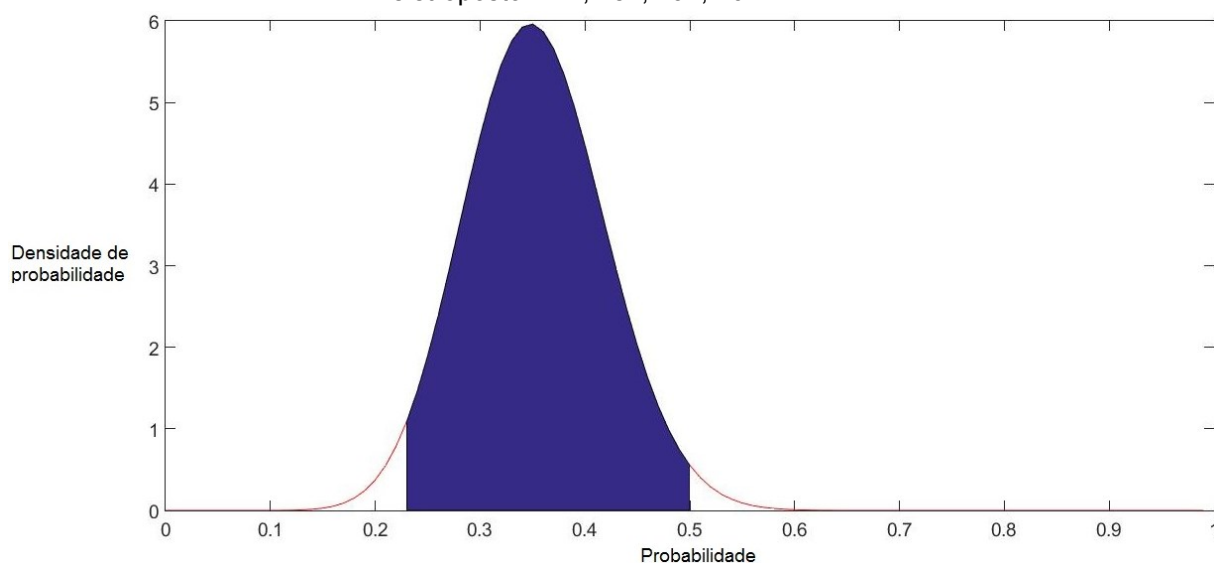
Gráfico 18 – Curva da função densidade de probabilidade – chegada de veículos ao eletroposto: 21h



Fonte: Autoria Própria (2018)

Para os horários de 14h, 18h, 19h, 20h, a curva da função densidade de probabilidade encontra-se no Gráfico 19. Neste período, a probabilidade p na qual a função densidade de probabilidade atinge seu máximo é $p = 0,35$.

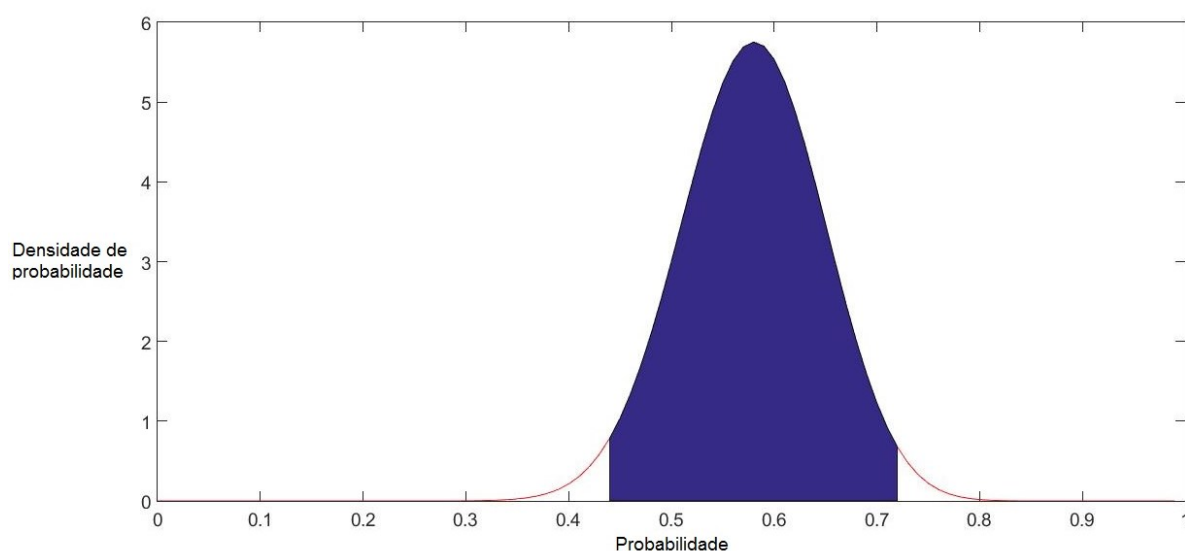
Gráfico 19 – Curva da função densidade de probabilidade – chegada de veículos ao eletroposto: 14h, 18h, 19h, 20h



Fonte: Autoria Própria (2018)

Para os horários de 9h, 10h, 11h, 12h e 13h, a curva de densidade de probabilidade encontra-se no Gráfico 20. O máximo da curva significa que a probabilidade de 6,0% de veículos estarem carregando nas horas indicadas é igual a 0,58.

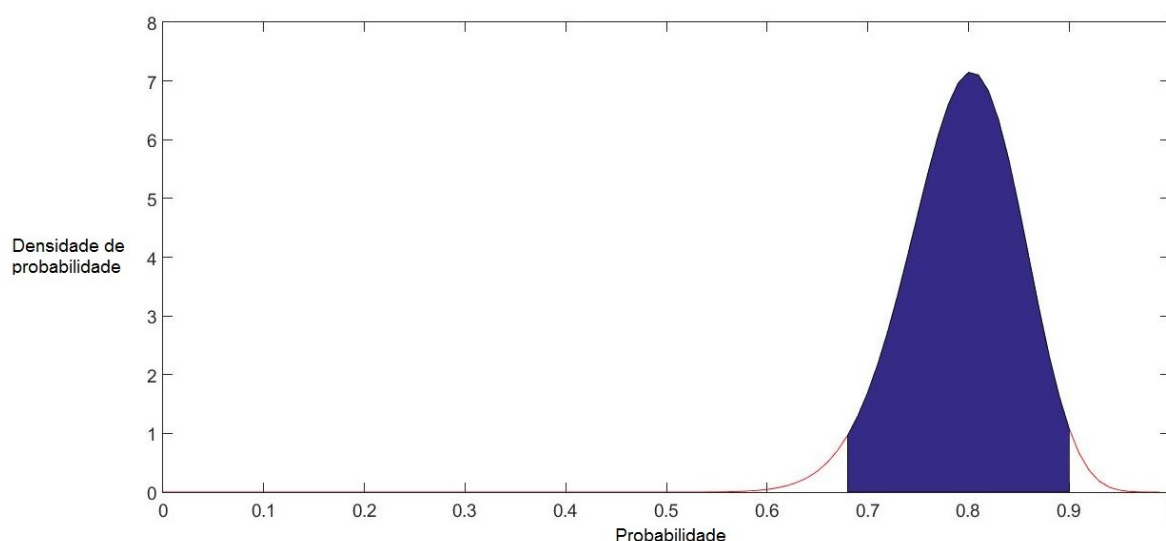
Gráfico 20 – Curva da função densidade de probabilidade – chegada de veículos ao eletroposto: 9h, 10h, 11h, 12h e 13h



Fonte: Autoria Própria (2018)

Para os horários de 6h, 7h e 17h, a curva de densidade de probabilidade encontra-se no Gráfico 21. O máximo da curva significa que a probabilidade de 7,2% de veículos estarem carregando nas horas indicadas é igual a 0,8.

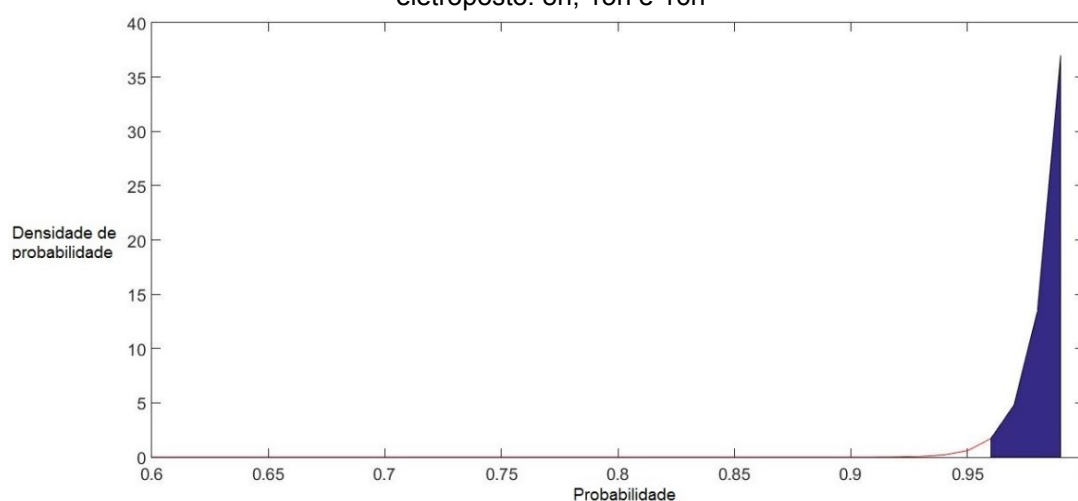
Gráfico 21 – Curva da função densidade de probabilidade – chegada de veículos ao eletroposto: 6h, 7h e 17h



Fonte: Autoria Própria (2018)

Para os horários de maior movimento no posto, 8h, 15h e 16h, a curva de densidade de probabilidade encontra-se no Gráfico 22. Neste período, a probabilidade p na qual a função densidade de probabilidade atinge seu máximo é $p = 1$. Nesse horário, é esperado que pelo menos um veículo visite o eletroposto.

Gráfico 22 – Curva da função densidade de probabilidade – chegada de veículos ao eletroposto: 8h, 15h e 16h



Fonte: Autoria Própria (2018)

Devido a variação da movimentação ao longo do dia, foram necessárias a realização de várias simulações para os diferentes horários. Conforme o esperado, o período de maior movimentação no eletroposto foi a hora de maior

movimento nas ruas, e os horários menos movimentados compreendem o período da madrugada.

4.2. Resumo do capítulo

Neste capítulo, foi levantada a curva de densidade de probabilidade para a chegada de veículos elétricos, utilizando o Método de Monte Carlo. Pode-se perceber que os períodos mais prováveis da chegada de carros elétricos ocorrem às 8 horas da manhã e ao final da tarde, das 15 às 17 horas.

No próximo capítulo, será prevista uma curva de densidade de probabilidade para a velocidade de vento e outra curva para a radiação solar. Esse levantamento será feito com o auxílio de séries históricas.

5. Modelagem das fontes de geração do eletroposto

5.1. Geração eólica

Para a avaliação do potencial eólico local, foi usada a distribuição de Weibull. Como a velocidade de vento média sofre variações ao longo do ano, cada mês foi analisado separadamente.

Primeiramente, foi necessária a estimação dos fatores de forma k e de escala λ . Isso foi feito com o auxílio do *software* MATLAB e de séries históricas de dados sobre o vento, obtidas em estações meteorológicas, com o método do estimador de máxima verossimilhança. Em seguida, foram calculadas a velocidade média de ventos e a respectiva variância.

Os resultados podem ser vistos na Tabela 3:

Tabela 3 – Estatísticas: parâmetros relacionados a velocidade dos ventos

Mês	k	λ	Média (m/s)	Variância (m/s)
Janeiro	1,2707	4,6949	4,3568	11,9238
Fevereiro	1,1327	4,0470	3,8690	11,7160
Março	1,0713	3,5271	3,4342	10,2896
Abril	0,9826	3,0170	3,0400	9,5728
Maio	1,0859	2,9625	2,8710	7,0029
Junho	1,0116	2,8556	2,8419	7,8922
Julho	1,0561	3,0374	2,9726	7,9284
Agosto	1,2490	3,7140	3,4598	7,7692
Setembro	1,4524	4,7700	4,3240	9,1482
Outubro	1,5499	4,8695	4,3797	8,3261
Novembro	1,3900	4,3733	3,9905	8,4536
Dezembro	1,5316	5,0110	4,5127	9,0349

Fonte: Autoria própria (2018)

Na Tabela 3, pode-se ver que o mês de maio tem a menor velocidade média de ventos, mas também o menor valor de variância. Isso indica uma maior concentração de valores de velocidade de ventos em uma faixa de valores relativamente pequenos.

O mês de dezembro possui a maior velocidade média de ventos, mas apresenta um valor de variância considerável. O mês de janeiro apresenta uma velocidade

média relativamente alta, mas também o maior valor de variância ao longo do ano, indicando uma produção de energia eólica bastante variável ao longo do mês.

Os meses de abril, maio, junho e julho apresentam o valor do parâmetro k mais próximo a 1. Ou seja, a função densidade de probabilidade é quase a distribuição exponencial. Isso significa dizer que os valores de velocidade dos ventos estão mais concentrados em valores mais baixos, fato que pode ser confirmado ao avaliar a média e variância da velocidade dos ventos relativa a esses meses.

5.2. Geração fotovoltaica

Assume-se que a irradiação solar é uma variável aleatória que segue a distribuição beta. Para usar os dados obtidos, foi necessário utilizar uma versão modificada da função densidade de probabilidade, de modo a normalizar os valores de irradiação solar (KARAKI, CHEDID e RAMADAN, 1999):

$$P(r | \alpha, \beta) = [\Gamma(\alpha+\beta)/\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)](r/r_{\max})^{\alpha-1}(1-(r/r_{\max}))^{\beta-1} \quad (42)$$

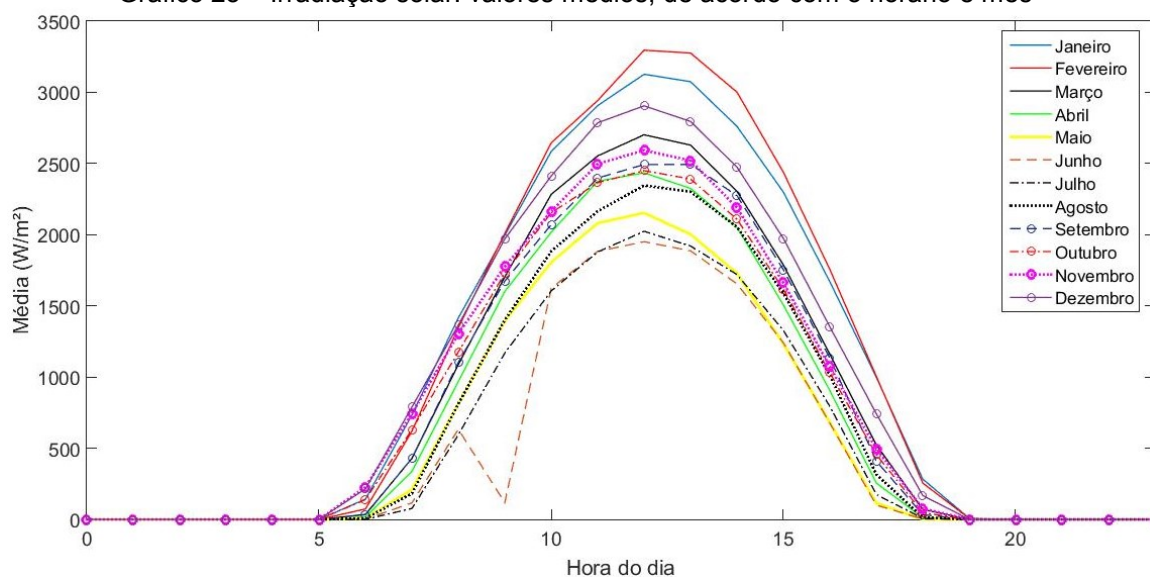
Sendo r = irradiação solar no intervalo de tempo, e r_{\max} = irradiação máxima possível no intervalo de tempo.

É conhecido que a quantidade de irradiação solar varia ao longo do dia e ao longo do ano, sendo (em um dia ensolarado) mais intensa no período próximo ao meio dia e no verão, e menos intensa ao nascer e pôr do sol e no inverno. Por esse motivo, o dia foi dividido em intervalos de 1h, e o potencial solar de cada hora foi analisado separadamente. Cada mês também teve seu potencial avaliado separadamente.

Os parâmetros α e β , calculados com o auxílio do MATLAB para cada mês e faixa de horário, encontram-se no Apêndice A. A média e a variância da irradiação solar, também calculadas para cada mês e faixa de horário, encontram-se nas Tabelas 4 a 15, no Apêndice B.

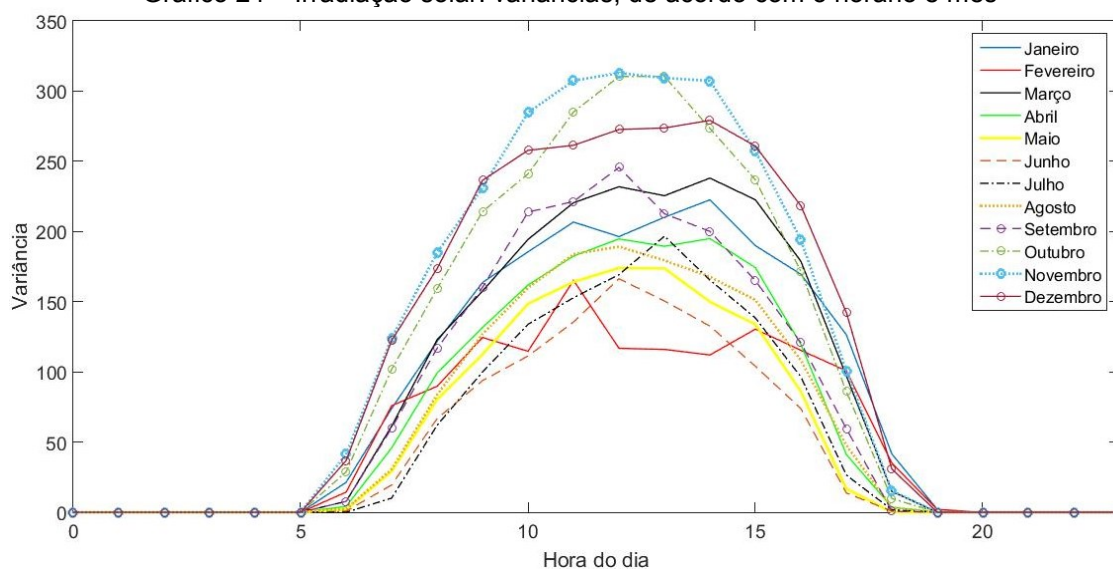
No Gráfico 23 são expostos os valores médios de irradiação solar, em W/m^2 , de acordo com o horário do dia, sendo que cada curva representa um mês do ano. No Gráfico 24 são expostas as respectivas variâncias.

Gráfico 23 – Irradiação solar: valores médios, de acordo com o horário e mês



Fonte: autoria própria (2018)

Gráfico 24 – Irradiação solar: variâncias, de acordo com o horário e mês



Fonte: autoria própria (2018)

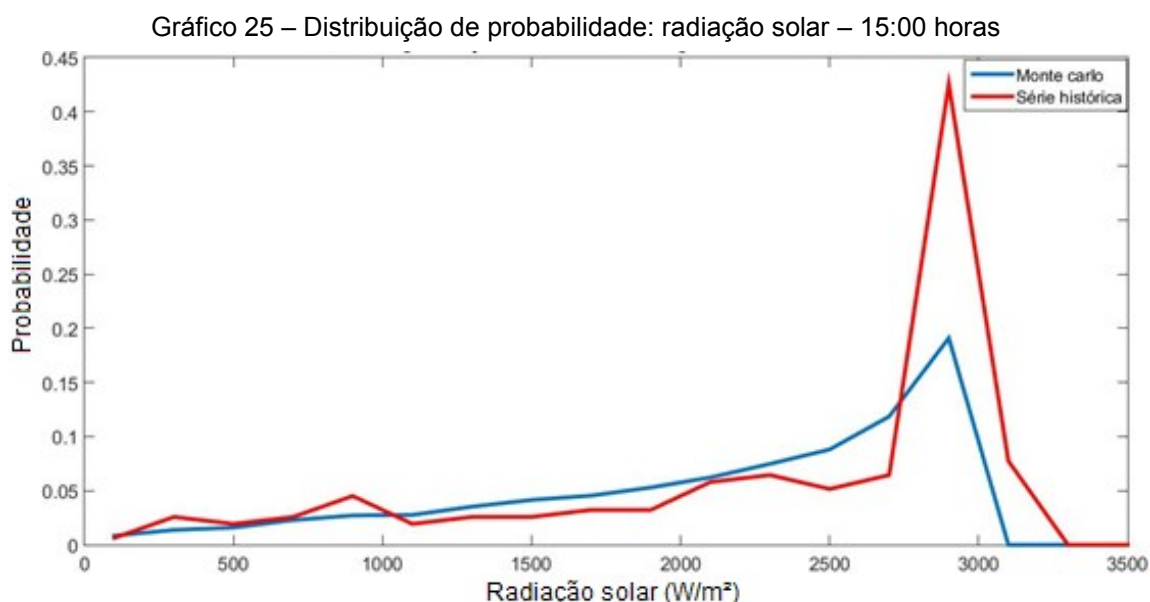
Nos meses de janeiro a junho, o horário do amanhecer ocorre em torno das seis horas. Porém, a medida que se aproxima no inverno, o valor de radiação solar reduz, conforme o esperado. Análise análoga pode ser feita com relação ao horário do anoitecer: o valor da radiação solar próximo ao pôr-do-sol sofre redução quando se aproxima o inverno.

Na maior parte dos meses, o horário onde a radiação solar atinge seu maior valor médio é às 12 horas. A única exceção é o mês de setembro, onde o maior valor de radiação ocorre às 13 horas, como pode ser visto na Tabela 12, no Apêndice B.

O mês de julho apresenta os dias mais curtos, enquanto os meses de dezembro e janeiro apresentam os dias mais longos. Isso também era o esperado, visto que foram utilizados para a análise dados de uma cidade localizada no hemisfério Sul.

O maior valor médio de radiação solar é atingido às 12 horas, em fevereiro. Porém, os meses do verão também possuem maior variância na radiação solar.

Como modo de validar o método empregado, comparou-se a distribuição de radiação usando a simulação de Monte Carlo e a série histórica. Não serão expostos nesta dissertação todas as comparações para todos os horários, devido à grande quantidade de gráficos gerada. Foi escolhido o horário de 15:00 horas do mês de março para expor os resultados da comparação, no Gráfico 25.



Fonte: autoria própria (2018)

Pode-se concluir que o resultado gerado pela simulação de Monte Carlo apresenta poucas diferenças quando comparadas à série histórica em vários pontos do gráfico. Para valores de radiação solar entre 500 e 700 W/m², as curvas de ambos modelos são praticamente coincidentes. Também há uma grande proximidade de resultados entre 2100 e 2285 W/m².

Entretanto, a partir de 2500 W/m², começam a surgir diferenças significativas. Para o valor de 2895 W/m², há uma grande divergência entre o modelo de Monte Carlo e a série histórica: o valor obtido pela simulação de Monte Carlo é 54%

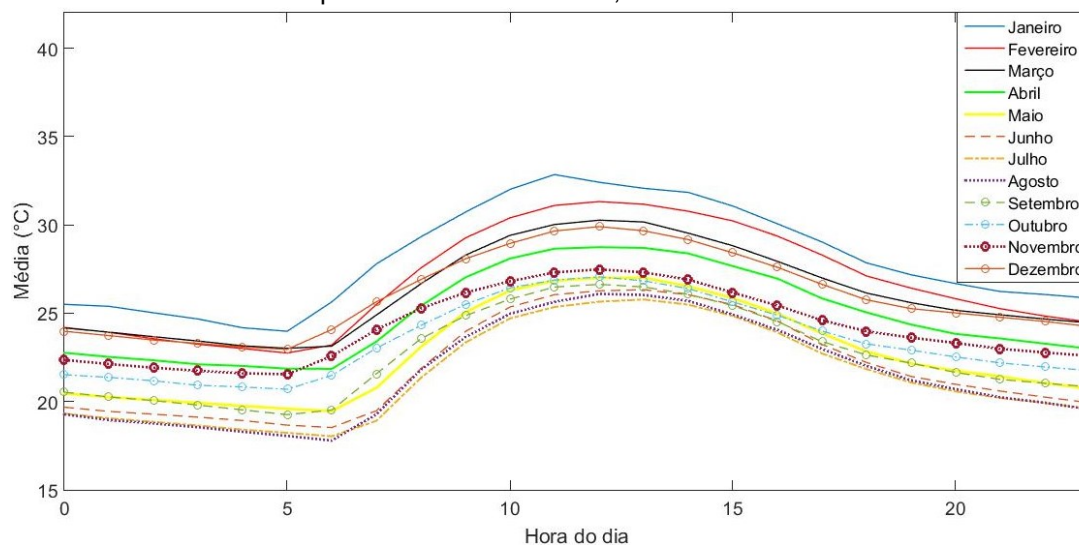
inferior ao valor da série histórica. Na curva referente ao modelo de Monte Carlo, a probabilidade da radiação solar assumir valores acima de 3100 W/m^2 é zero. Na curva relativa à série histórica, essa probabilidade é 0,075. Portanto, o modelo de Monte Carlo apresenta uma estimativa mais conservadora. Apesar das diferenças entre os modelos, isso não é um fato negativo, visto que o modelo de Monte Carlo, mais conservador, será usado para estimar a disponibilidade de energia originária das fontes renováveis. Pode-se concluir, então, que a estimativa da disponibilidade de energia também será conservadora. Acredita-se que tais diferenças são ocasionadas devido ao número relativamente pequeno de dados da série histórica utilizados para a análise: foram utilizados 154 pontos dessa série, enquanto a simulação de Monte Carlo foi repetida por 10.000 vezes. Se a base de dados fosse aumentada, a distribuição dos dados da série histórica seria mais próxima da distribuição obtida pela simulação de Monte Carlo.

5.3. Temperatura

Para o cálculo da do rendimento previsto dos painéis fotovoltaicos, também foi necessário a análise das séries históricas de temperatura local. Nesse caso, assumiu-se que as temperaturas seguem a distribuição normal, visto que essa distribuição fornece um bom modelo para a avaliação da temperatura local (THOM, 1966). Inúmeras variáveis meteorológicas, como pressão e índice pluviométrico, seguem essa distribuição (THOM, 1966; ALLCROFT et al, 2001).

A média e a variância da temperatura local, para cada mês e faixa de horário, encontram-se nas Tabelas 16 a 27, no Anexo C. O Gráfico 26 mostra a média de temperatura ao longo do dia, em $^{\circ}\text{C}$, e o Gráfico 27 expõe a respectiva variância.

Gráfico 26 – Temperatura: valores médios, de acordo com o horário e mês



Fonte: autoria própria (2018)

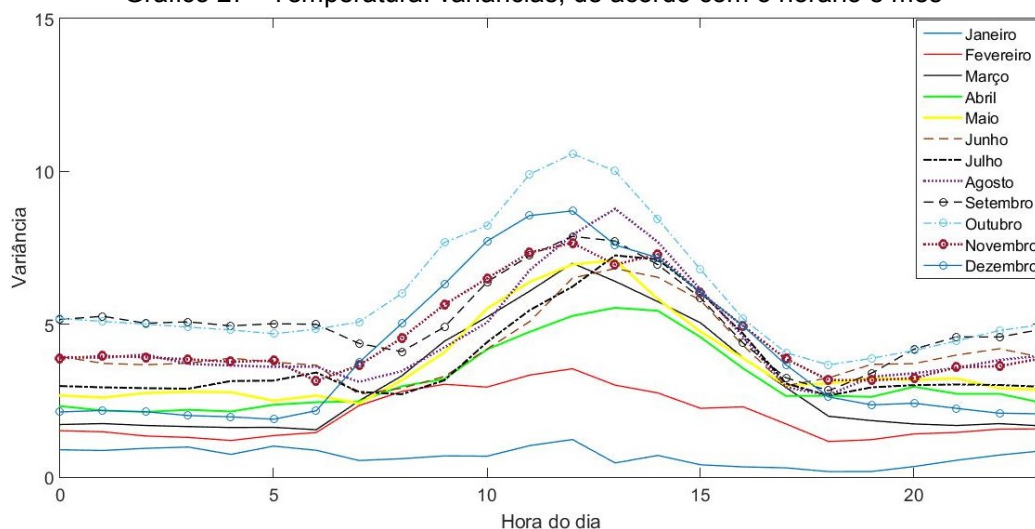
Os dados confirmam que os maiores valores médios de temperatura ocorrem nos meses do verão (dezembro, janeiro, fevereiro e março), e as menores médias ocorrem nos meses do inverno (junho, julho e agosto).

O maior valor médio de temperatura ocorre no mês de janeiro, às 11 horas. O menor valor médio ocorre no amanhecer de agosto, às 6 horas da manhã.

As médias de temperatura são relativamente altas, visto que se trata de uma cidade localizada na zona tropical.

Os menores valores de temperatura ocorrem no início do dia. Entretanto, isto não é muito relevante, visto que não há radiação solar nestas horas.

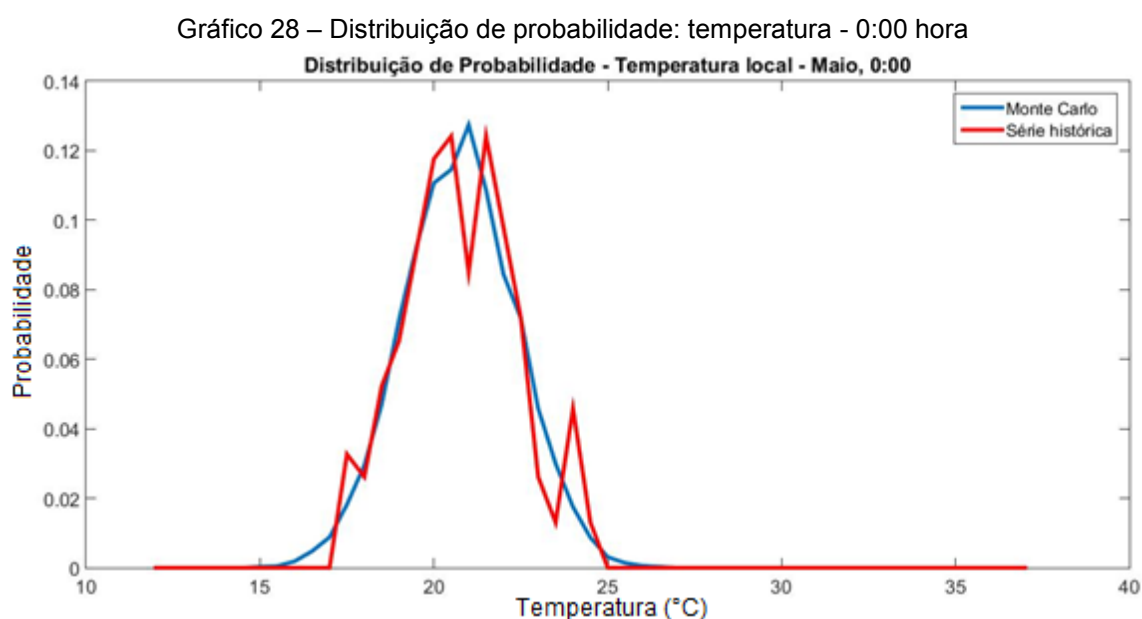
Gráfico 27 - Temperatura: variâncias, de acordo com o horário e mês



Fonte: autoria própria (2018)

Em quase todos os meses, os horários de 12h e 13h apresentam maiores valores de variância, enquanto o período entre meia-noite e 3h possuem menor variância. A maior variância na temperatura foi registrada às 12 horas do mês de outubro. Janeiro possui os menores valores de variância, sendo que, para esse mês, a variância assume valores semelhantes ao longo do dia, conforme indicado no Gráfico 27.

Como modo de validar o método empregado, comparou-se a distribuição de temperatura usando a simulação de Monte Carlo e a série histórica. Não serão expostos nesta dissertação todas as comparações para todos os horários, devido à grande quantidade de gráficos gerada. Foi escolhido, de maneira randômica, o horário de 0:00 horas, do mês de maio, para a exposição dos resultados da comparação, que pode ser vista no Gráfico 28.



Fonte: Autoria própria (2018)

O resultado gerado pela simulação de Monte Carlo difere pouco da série histórica. Para os valores de 18°C a 20°C, os modelos são semelhantes. Para os valores de temperatura entre 21,5°C e 22,5°C, há poucas diferenças entre os resultados do método de Monte Carlo e da série histórica.

A maior divergência entre os modelos, em números absolutos, ocorre para a temperatura de 21°C: a diferença de probabilidade entre os modelos é de 0,04. Já em termos de porcentagem, a maior divergência ocorre para a temperatura de 24°C: o método de Monte Carlo apresenta um resultado 60% inferior ao obtido

pela série histórica. Acredita-se que tais diferenças são ocasionadas devido ao número relativamente pequeno de dados da série histórica utilizados para a análise: foram utilizados 152 pontos dessa série, enquanto a simulação de Monte Carlo foi repetida por 10.000 vezes. No caso da temperatura, o método de Monte Carlo se aproximou mais da série histórica, quando em comparação aos resultados obtidos para a radiação solar. Se a base de dados fosse aumentada, a distribuição dos dados da série histórica seria ainda mais próxima da distribuição obtida por Monte Carlo.

5.4. Resumo do capítulo

Neste capítulo, foi levantada a curva de densidade de probabilidade para a velocidade de vento, para a radiação solar e também para temperatura ambiente, com o auxílio de séries históricas de velocidade de vento, radiação solar e temperatura. Com as curvas estimadas, confirmou-se que distribuição da velocidade do vento aproxima-se da distribuição de Weibull, a distribuição da radiação solar é próxima da distribuição beta e a distribuição da temperatura é similar a distribuição normal.

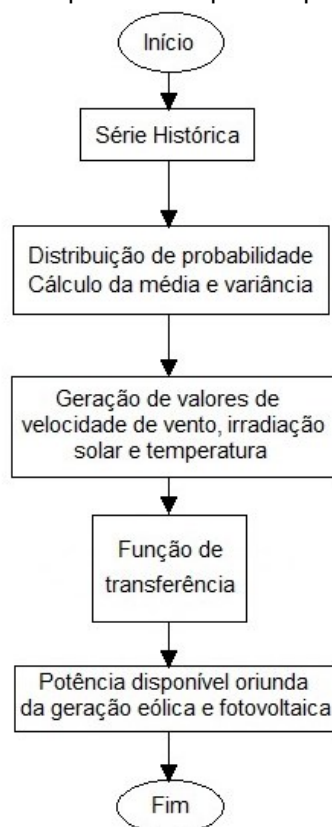
O próximo capítulo descreve a aplicação do modelo de otimização descrito no Capítulo 3.

6. Aplicando o modelo de otimização

Com as informações estatísticas obtidas no Capítulo 5 (média, variância e distribuição de probabilidade), foram gerados valores para as variáveis aleatórias velocidade dos ventos, irradiação solar, temperatura e chegada dos veículos ao eletroposto. Tais valores seguem as correspondentes distribuições de probabilidade, com média e variância expostas no Capítulo 5 e Apêndices B e C. Os dados foram exportados para um código implementado no MATLAB para calcular a potência disponível proveniente das fontes renováveis.

O procedimento descrito no parágrafo anterior foi esquematizado de maneira simplificada na Figura 17, a seguir.

Figura 17 – Fluxograma do cálculo da potência disponível proveniente das fontes renováveis



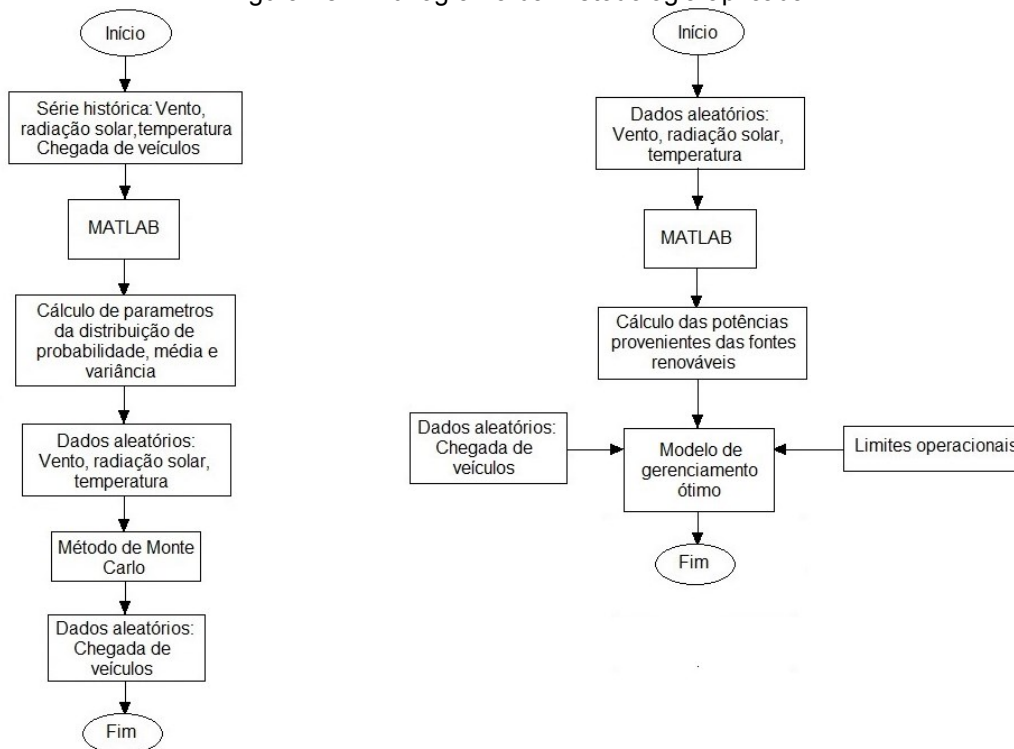
Fonte: Autoria Própria (2018)

Os resultados dos cálculos de potência no MATLAB foram exportados a um arquivo de texto e enviados para o AMPL, junto com os dados aleatórios relativos aos veículos elétricos. No AMPL foi implementado o modelo matemático do problema de otimização. Foi usado um pacote de otimização para lidar com o

processo de tomada de decisões relacionadas às turbinas eólicas, aos módulos fotovoltaicos, ao banco de baterias e às cargas.

O Fluxograma da metodologia aplicada para o planejamento energético da microrrede pode ser visto na Figura 18.

Figura 18 – Fluxograma da metodologia aplicada



Fonte: Autoria Própria (2018)

O objetivo da otimização é entregar a maior quantidade de potência ativa possível para os veículos elétricos conectados à microrrede, levando em consideração a demanda de outras cargas. Neste trabalho, os carros foram considerados como carga de potência constante, com fator de potência unitário.

A Equação (43) representa a função objetivo do problema de otimização:

$$\max \sum_{i=1}^{N_{ev}} P_{ev_i} X_i \quad (43)$$

Sendo que X_i é zero quando não há carro elétrico conectado à tomada i , ou se a bateria do veículo foi totalmente recarregada. Quando há um veículo carregando, $X_i = 1$. Como foi dito anteriormente, P_{ev_i} é a taxa de carregamento, em kW, do veículo na tomada i , e N_{ev} representa o número total de tomadas para o carregamento dos veículos elétricos. Nesse caso específico, há três tomadas.

Entretanto, neste trabalho, foi utilizada uma função objetivo modificada, que leva em consideração o estado de carga inicial do veículo elétrico (RICHARDSON, FLYNN e KEANE, 2012; GARCIA-OSORIO e RUEDA-MEDINA, 2013):

$$\max \sum_{i=1}^{N_{ev}} \left(1 - \frac{BSOC_i}{C_i}\right) P_{ev_i} X_i \quad (44)$$

Sendo: $BSOC_i$ a energia armazenada na bateria (em kWh) do veículo i , e C_i a capacidade da respectiva bateria. A motivação por trás da alteração da expressão original, a Equação (43), é priorizar os veículos com a bateria menos carregada (RICHARDSON, FLYNN e KEANE, 2012).

Para a microrrede objeto de estudo, o seguinte balanço de potência ativa deve ser respeitado:

$$\sum_{i=1}^{N_{ev}} P_{ev_i} = P_{wind} + P_{pv} + P_{bat} - P_{outras\ cargas} \quad (45)$$

Na Equação (45), $P_{outras\ cargas}$ representa as cargas da loja de conveniência e os as turbinas eólicas, quando operam na região motora.

A otimização foi feita utilizando o algoritmo *simplex*, implementado por meio do *solver* MINOS. A ideia principal desse método é partir de uma solução básica primal viável e passar para outra solução básica primal viável, sem que o valor da função objetivo diminua, no caso de uma maximização, e respeitando as condições impostas à otimização (MACULAN e FAMPA, 2006). A maior parte das restrições do problema de otimização foram implementadas na forma de inequações, conforme Equações (35), (36), (37) e (38), expostas no Capítulo 3. Essas restrições representam limites operacionais da microrrede e limites estabelecidos para o estado de carga da bateria. A Equação (45), referente ao balanço de potência do sistema, representa a única restrição que foi implementada como uma igualdade.

6.1. Resumo do capítulo

No capítulo 6, foi vista a metodologia aplicada para o planejamento do carregamento dos veículos elétricos pela microrrede. Foi exposto o objetivo da

otimização do planejamento energético do eletroposto, assim como o algoritmo utilizado para essa otimização.

No capítulo a seguir, serão exibidos os resultados obtidos para a estratégia de planejamento proposta nessa dissertação.

7. Resultados

Nesta seção serão apresentados os resultados da aplicação do algoritmo de otimização do carregamento de veículos elétricos, considerando todos os limites explicados anteriormente. O problema de otimização foi resolvido utilizando a linguagem AMPL, com o auxílio do *solver* MINOS (para a aplicação do algoritmo *simplex*).

Para simplificar os testes, foi escolhido um período de 24 horas (um dia), no mês de outubro, com atualizações de medidas realizadas a cada 30 minutos.

No Quadro 7, representa-se o uso das tomadas do eletroposto, por parte dos veículos elétricos.

Quadro 7 – Uso das tomadas do eletroposto

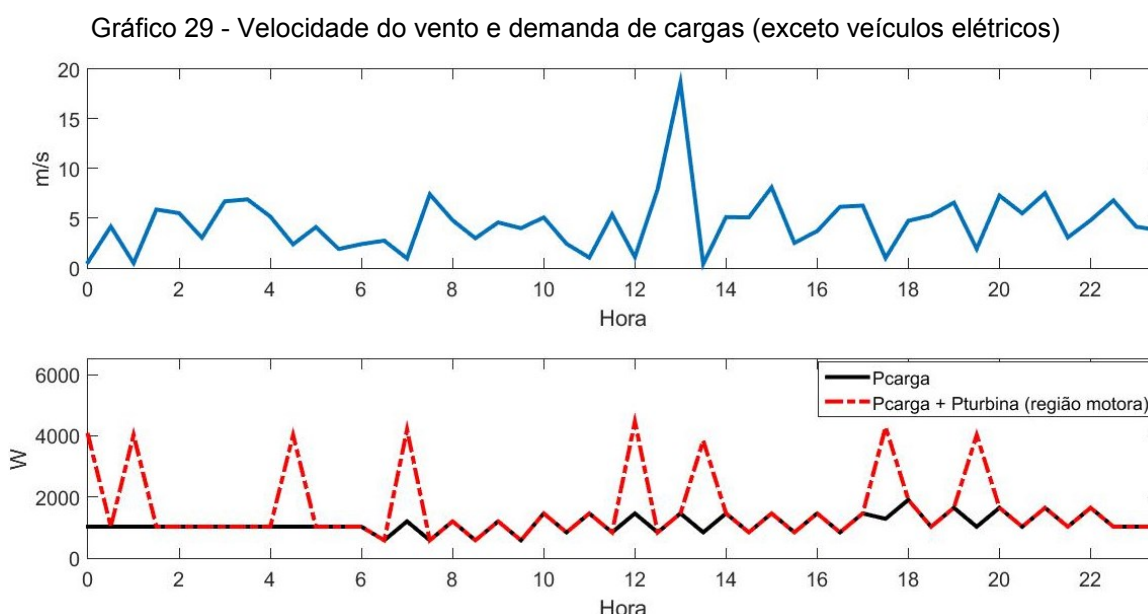
Hora	Tomada X ₁	Tomada X ₂	Tomada X ₃	Hora	Tomada X ₁	Tomada X ₂	Tomada X ₃
0:00	1	0	0	12:00	1	1	1
0:30	0	0	0	12:30	1	0	1
1:00	0	0	0	13:00	0	0	1
1:30	0	0	0	13:30	0	0	1
2:00	0	0	0	14:00	0	1	0
2:30	0	1	0	14:30	0	1	0
3:00	1	0	0	15:00	1	1	0
3:30	1	0	1	15:30	1	1	0
4:00	0	0	0	16:00	1	1	1
4:30	0	0	0	16:30	1	0	1
5:00	0	0	1	17:00	1	1	1
5:30	0	0	1	17:30	1	1	1
6:00	0	0	1	18:00	1	0	1
6:30	1	0	1	18:30	0	1	1
7:00	1	1	0	19:00	0	1	1
7:30	1	1	0	19:30	0	1	1
8:00	0	1	0	20:00	0	1	0
8:30	0	1	1	20:30	0	0	0
9:00	0	0	1	21:00	1	0	0
9:30	1	0	0	21:30	1	0	0
10:00	1	1	0	22:00	1	0	0
10:30	1	1	0	22:30	1	0	0
11:00	1	1	1	23:00	0	1	0
11:30	1	1	1	23:30	0	1	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Como mencionado anteriormente, $X_i = 1$ simboliza que a tomada i está em uso, enquanto $X_i = 0$ indica tomada disponível ou que a bateria do veículo foi totalmente carregada.

O Gráfico 29 é relativo à velocidade dos ventos e à demanda das cargas da microrrede, excluindo os veículos, ou seja, somente serão considerados cargas relacionadas à loja de conveniência e à turbina eólica operando na região motora. Nesse gráfico, é realizada a comparação entre a curva de carga da loja do eletroposto, representada em preto, e a curva de carga da loja do eletroposto com a adição da carga relativa à turbina operando na região motora. Como mencionado no Capítulo 3, é relevante desligar a turbina eólica apenas se a velocidade dos ventos estiver abaixo da velocidade de *cut-in* por um período longo, para reduzir o estresse mecânico ao equipamento. Para períodos curtos, a turbina opera na região motora, consumindo energia.

Note que, nos momentos em que a velocidade do vento está abaixo da velocidade de *cut-in* da turbina, há acréscimo na carga fixa do eletroposto, indicando o consumo energético das turbinas eólicas, representada pelos picos na curva vermelha tracejada.

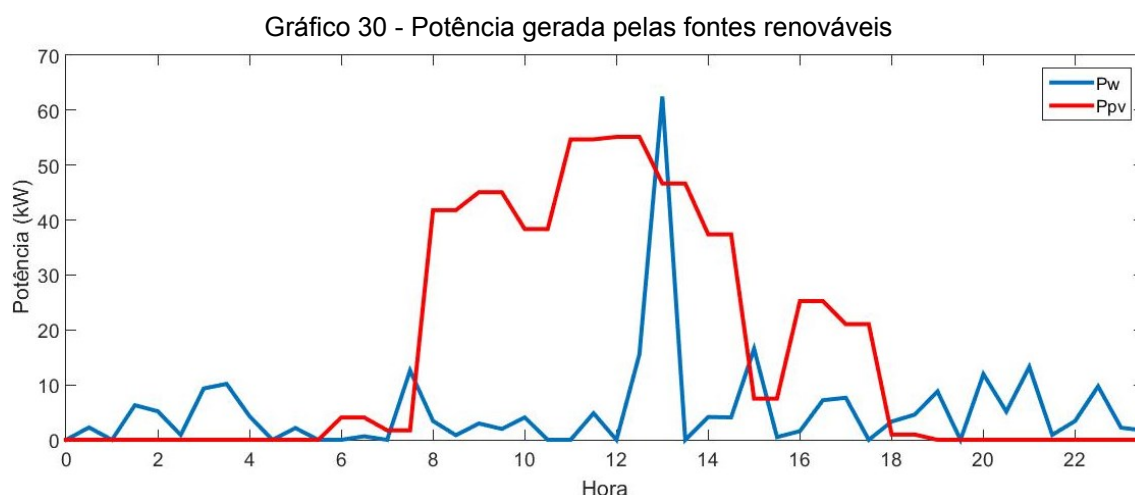


Fonte: Autoria própria (2018)

O fato da turbina estar na região motora depende apenas da velocidade do vento. Independentemente se há ou não geração do painel PV, se a velocidade

do vento estiver abaixo da velocidade de *cut-in*, a turbina vai operar na região motora, consumindo energia.

A potência gerada pelas fontes renováveis, para um dia do mês de outubro, está exposta no Gráfico 30:



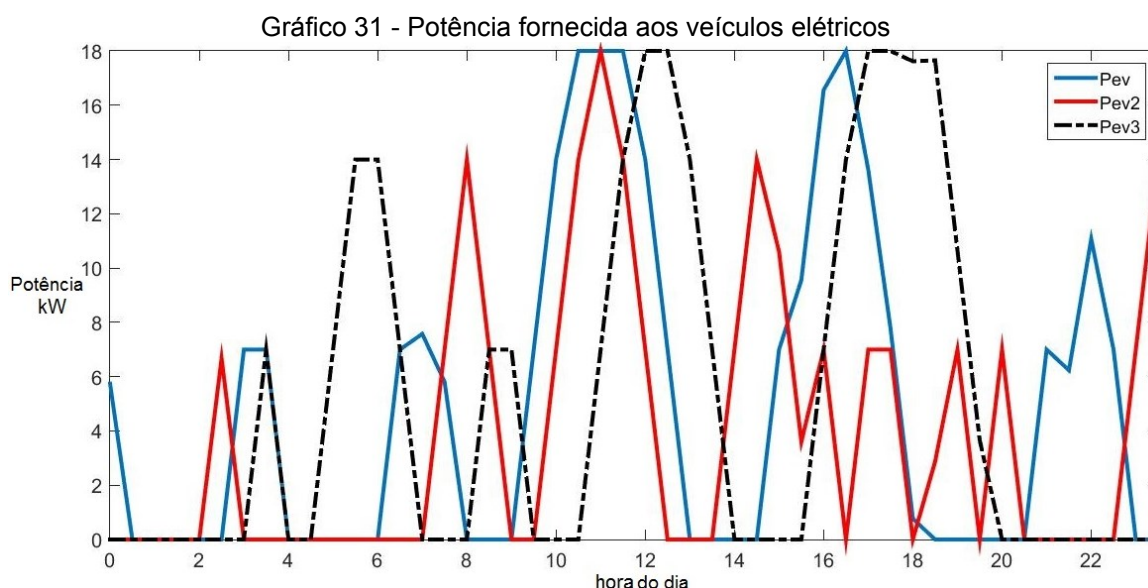
Fonte: Autoria própria (2018)

Sendo P_w a potência gerada pelas turbinas eólicas e P_{pv} a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos. Percebe-se que, no período entre 7:30 e 18 horas, a maior parcela da geração de energia vinda das fontes renováveis é de origem fotovoltaica. Essa predominância da geração fotovoltaica já era esperada, levando em consideração os resultados obtidos no Capítulo 5, a época do ano, e sabendo que a cidade de Vitória se localiza na Zona Tropical.

No período diurno, entre 6 e 18 horas, há poucos momentos em que a geração eólica supera a geração fotovoltaica: às 7:30, às 13 e às 15 horas. A geração eólica, embora pequena, é importante durante o período noturno, quando não há luz do sol.

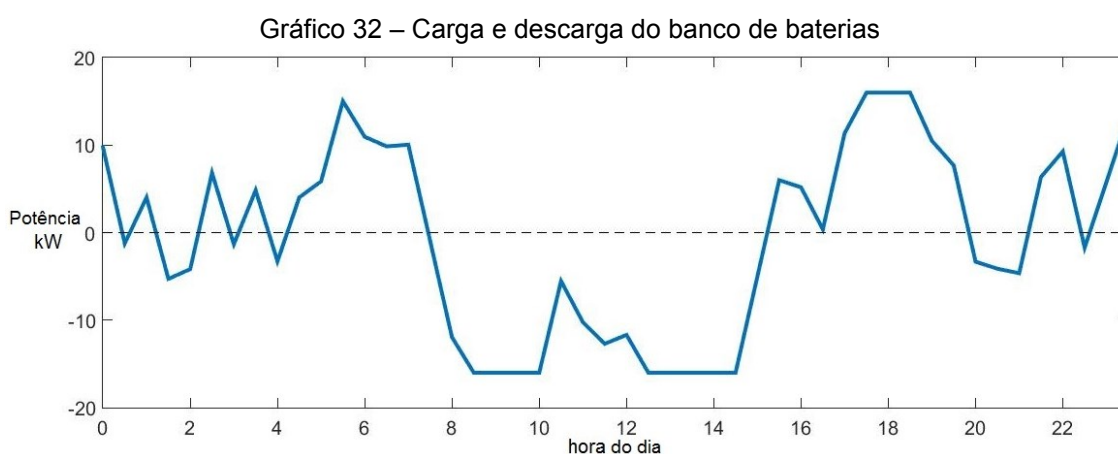
A potência fornecida aos veículos elétricos pode ser vista no Gráfico 31. Sendo que, no gráfico mencionado, P_{ev} , P_{ev2} e P_{ev3} representam as taxa de carregamento, em kW, dos veículos nas tomadas 1, 2 e 3 do eletroposto. Pode-se ver que, quando há dois ou mais carros no eletroposto, a potência distribuída entre eles não será necessariamente igual, dependendo do estado de carga inicial. Como exemplo, pode-se observar o período entre 17h e 17:30h, quando há três carros sendo recarregados. Isso ocorre devido ao fator de ponderação

adotado na função objetivo da otimização do modelo: o carro com a bateria menos carregada é priorizado. Nesse período, o carro na tomada 3 apresentou o menor SOC, sendo então priorizado na entrega de potência.



Fonte: Autoria própria (2018)

A carga e descarga do banco de baterias do eletroposto pode ser vista a seguir, no Gráfico 32. Os momentos em que a potência é positiva indicam a descarga do banco de baterias, enquanto valores negativos correspondem à carga desse conjunto.



Fonte: Autoria própria (2018)

Entre 7:30 e 15 h, toda a potência fornecida às cargas é originária das fontes renováveis. Após análise do Gráfico 32, percebe-se também que há um excedente na geração, usado para a recarga do banco de baterias. No período do final da tarde e parte da noite, compreendendo 15:30 e 20 horas, há uma

considerável parcela de potência fornecida pelo banco de baterias. Por exemplo, às 17:00, 10,8 kW são provenientes do banco de baterias, 20,7 kW dos módulos fotovoltaicos e 7,6 kW das turbinas eólicas, valor equivalente a 27,62% do total de 39,1 kW fornecido aos veículos. Isso ocorre devido à proximidade do horário do pôr-do-sol e a baixa velocidade do vento e à alta demanda, pois há três carros utilizando as tomadas do eletroposto nesse momento. Às 19:00, a maior parcela da potência fornecida aos veículos elétricos é proveniente do banco de baterias: 10,6 kW, comparados aos 9,2 kW das turbinas eólicas. Em outras palavras, 53,53% da potência entregue aos carros é proveniente do banco de baterias. Certamente, neste horário não há mais geração fotovoltaica, por se tratar do período noturno.

Ainda no Gráfico 32, para o horário de 16 horas, o valor de potência do banco de baterias atinge 0 kW. Nessa situação, a bateria não fornece energia às cargas, e nem recebe energia das fontes renováveis. Não há geração excedente de energia, nem necessidade do auxílio de sistemas de armazenamento de energia para atender a demanda das cargas nesse momento.

Observa-se que em nenhum momento a potência entregue aos veículos e a potência entregue ou recebida pelo banco de baterias ultrapassa os limites operacionais estabelecidos. Os veículos foram carregados normalmente (ou seja, não ocorreu rejeição de carga). As diferenças nos níveis de potência entregue são ocasionadas por um fator de ponderação, para que veículos com SOC mais baixo tenham prioridade no carregamento de suas baterias.

O excedente de energia é usado para recarregar o banco de baterias. Esse banco é fundamental em alguns momentos noturnos e nos momentos de baixa velocidade dos ventos, para o atendimento das cargas. Quando o nível da energia excedente é superior aos limites operacionais estabelecidos no modelo, essa energia é dissipada por meio de resistores de carga, visto que não há exportação de energia para a rede principal.

7.1. Resumo do capítulo

Com base nas informações obtidas nos Capítulos 4 e 5, foram gerados dados aleatórios de chegada de veículos elétricos, velocidade de ventos, radiação solar

e temperatura local, para aplicação no modelo de otimização. Foi visto que as demandas do eletroposto foram atendidas, visto que não ocorreu rejeições de carga.

Na etapa seguinte, será feita uma conclusão geral a respeito deste trabalho.

8. Conclusão

Com a utilização de métodos estocásticos, foi possível estimar uma curva de carga, relacionada à chegada de carros elétricos a um eletroposto (microrrede isolada) para o carregamento de suas baterias, assim como gerar dados de previsão de radiação solar e velocidade dos ventos condizentes com os valores das séries históricas correspondentes. A comparação entre a série histórica e a curva de densidade de probabilidade gerada pelo método de Monte Carlo apresenta algumas diferenças, possivelmente causadas pela relativamente pequena quantidade de dados da série histórica. A dificuldade para a obtenção de dados ocorreu devido a alguns erros de leitura dos equipamentos responsáveis pelas medições de velocidade dos ventos, radiação solar e temperatura, o que causou a eliminação de alguns dados.

A metodologia de planejamento energético ótimo da microrrede utilizada, considerando todos os limites operacionais sob análise, consegue carregar os veículos elétricos de modo eficiente. No trabalho em questão, todos os limites operacionais foram respeitados e não ocorreram rejeições de carga, isto é, todos os veículos foram atendidos de modo satisfatório, mesmo nos períodos em que alguma fonte de energia não estava disponível. O banco de baterias garantiu a autonomia do sistema nos momentos em que havia pouca energia originária das fontes renováveis.

Conclui-se, então, que a metodologia utilizada é válida para determinar o carregamento ótimo de veículos elétricos em microrredes isoladas, desde que projetadas adequadamente.

8.1. Trabalhos Futuros

Neste trabalho, o objeto de estudo foi uma microrrede isolada. É interessante que futuramente uma metodologia de planejamento seja aplicada a essa microrrede, considerando que ela está conectada à rede de distribuição, visto que esse modo de operação permite a exportação e importação de energia. As possíveis variações nos parâmetros da rede de energia, tais como, fator de potência e índice de distorção harmônica, estabelecidos por agências reguladoras, além de outros impactos no sistema, tornariam esse trabalho um

desafio. Outros possíveis trabalhos futuros incluem a análise econômica da operação da microrrede e a análise de desempenho de outras matrizes de energia.

Referências Bibliográficas

ABRAMOVITZ, M.; STEGUN, I. A. **Handbook of mathematical functions**. 9.ed. New York, Dover, 1972. pp. 1046.

ALDABÓ, R. **Energia eólica**. Artliber Editora, São Paulo, 2002.

ALLCROFT et al. Modeling Weater Data. pp 192-195, SCRI Annual Report, 2001.

AMPL. **MINOS for AMPL**. Disponível em: <<https://ampl.com/products/solvers/solvers-we-sell/minos/>>. Acesso em: 31 aug. 2018.

ANEEL. **Atlas da Energia Elétrica do Brasil - Energia Eólica**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/energia_eolica/6_4.htm>. Acesso em 19 jan. 2018.

ANEEL. **Energia Solar**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar%283%29.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2018.

ANEEL. **Nota técnica nº0056/2017-SRD/ANEEL**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em: 17 jan. 2019.

BAROUDI, J. A.; DINAHAHI, V.; KNIGHT, A.M. A review of power converter topologies for wind generators. **Renewable energy**, v. 32, n. 17, p 2369-2385. Nov. 2007.

BARRIOS, P. P. V., 2015. **Control and Energy Management System of a Microgrid Using Genetic Algorithm**, Dissertação de Mestrado, Unicamp, Campinas.

BERGEY WINDPOWER. **The Excel 10kW Wind turbine**. Disponível em: <<http://bergey.com/products/wind-turbines/10kw-bergey-excel>>. Acesso em 25 jan. 2018

BITTENCOURT, H. R.; VIALI, L. **Contribuições para o Ensino da Distribuição Normal ou Curva de Gauss em Cursos de Graduação**. III Seminário Internacional de Pesquisa em Educação Matemática.

BLANC, C. RUFER, A. **Understanding the Vanadium Redox Flow Batteries**. Intech, 30 de novembro de 2010. Disponível em: <<http://www.intechopen.com/books/paths-to-sustainable-energy/understanding-the-vanadium-redox-flow-batteries>>. Acesso em 1 fev. 2018.

BP. **Solar Energy**. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy/solar-energy.html>>. Acesso em 24 aug. 2018.

BP. **Wind Energy**. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/renewable-energy/wind-energy.html>>. Acesso em 24 aug. 2018.

CAU et al. Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system. **Energy Conversion Management**, vol. 87, pp. 820–831, Nov. 2014.

CELIK, A. N. A Statistical Analysis of Wind Power Density Based on Weibull and Rayleigh Models at the Southern Region of Turkey. **Renewable Energy**, vol. 29, issue 4, pp. 593-604, 2003.

CHAUHAN, A., SAINI, R.P. A review on integrated Renewable energy System based power generation for stand-alone applications: Configurations, Storage Options, Sizing Methodologies and Control. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 38, pp. 99-120. 2014

CHEN et al. Progress in electrical energy storage system: A critical review. **Progress in Natural Science**, issue 9, pp. 291-312, 2009.

CHOWDHURY, S., CHOWDHURY, S.P., CROSSLEY, P. **Microgrids and Active Distribution Networks**. IET, Gateshead, 2009.

CONSUL. **Microondas 20L – Cinza com porta espelhada**. Disponível em: <<https://www.consul.com.br/produto/micro-ondas-20l-cinza-com-porta-espelhada/>>. Acesso em 24 jan. 2018.

CRESESB. **Tipos de aerogeradores para geração de energia elétrica.** Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=231>. Acesso em 21 jan. 2018.

DA SILVA, F. L. **Análise do Desempenho de uma Microrrede com Múltiplas Unidades de Geração Distribuída.** Dissertação de Mestrado, PPGE, UFES, Vitória, 2011.

DALLE, H. M. **Simulação do reator TRIGA IPR-R1 utilizando métodos de transporte por Monte Carlo.** Tese de Doutorado, Unicamp, Campinas, 2005.

DANISH WIND INDUSTRY ASSOCIATION. **The Wind Energy Pioneers: The Gedser Wind Turbine.** Disponível em:
<<http://ele.aut.ac.ir/~wind/en/pictures/juul.htm>>. Acesso em 17 jan. 2018.

DHAMEJA, S. **Electric Vehicle Battery Systems.** Newness Press, Woburn, Estados Unidos, 2001, p. 13.

FELTRE, R. **Fundamentos da Química.** Editora Moderna, 4ª Ed. São Paulo, 2005.

FIA (Fundação Instituto de Administração). **EDP inaugura primeiro eletroposto de recarga rápida do país.** Disponível em:
<http://www.fia.com.br/releases/posto_el%C3%A9trico.pdf>. Acesso em: 11 fev. 2018.

FOGAÇA, J. R. V. **Pilhas e Baterias de Lítio;** Brasil Escola. Disponível em:
<<http://brasilecola.uol.com.br/quimica/pilhas-baterias-litio.htm>>. Acesso em 02 fev. 2018.

FOURER, R., GAY, D. M., KERNIGHAN, B. W. **AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming.** Duxbury-Thomson, 2nd Edition, Estados Unidos, 2003.

GARCIA, M. C. A., BALENZATEGUI, J. L. **Estimation of Photovoltaic Module Yearly Temperature and Performance Based on Nominal Operation Cell Temperature Calculations.** Renewable Energy, vol. 29, n. 12, pp. 1997-2010, 2004.

GARCIA-OSORIO, V. A., RUEDA-MEDINA, A. C. **Optimal Charging of Electrical Vehicles Considering Constraints of Medium Voltage Distribution Network**. 2013 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, pp. 1-7. 2013.

GE RENEWABLE ENERGY. **GE's Haliade 150 – 6MW**. Disponível em: <<https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/turbines/offshore-turbine-haliade>>. Acesso em 30 aug. 2018.

GELOPAR. **Refrigerador vertical 414I**. Disponível em: <<http://www.gelopar.com.br/es/producto/GPTU-40?form=produtos-institucionais>>. Acesso em 24 jan. 2018.

GILDEMEISTER. **Use your own power grid**. Disponível em: <<https://energy.gildemeister.com/blob/260408/75b561f2922f864bf42cc372612c93b9/brochure-cellcube-download-data.pdf>>. Acesso em 28 jan. 2018

GORBAN, A.N.; GORLOV, A.M.; SILANTYEV, V.M. Limits of the Turbine Efficiency for Free Fluid Flow. **Journal of Energy Resources Technology**, v. 123, n. 4, p. 311. Dez. 2001.

GREATER LONDON AUTHORITY. **Suppliers of charging infrastructure**. Disponível em: <http://static.london.gov.uk/electricvehicles/charging/suppliers.jsp>. Acesso em: 7 fev. 2018.

GUARNIERI, M. **Looking back at Electrical Cars**. 2012 Third IEEE HISTory of ELection-technology CONference (HISTELCON), Pavia, Italy.

IEA. **Key World Statistics**. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>>. Acesso em 7 fev. 2018.

IEA. **Electricity Statistics**. Disponível em: <<https://www.iea.org/statistics/electricity>>. Acesso em 23 set. 2018.

IEA. **World Energy Outlook 2017**. Disponível em: <https://www.iea.org/media/weowebiste/2017/Chap1_WEO2017.pdf>. Acesso em 7 fev. 2018.

IWEA. **Wind Energy Myths**. Disponível em:
<<http://www.iwea.com/windenergymyths1>>. Acesso em 29 out. 2017.

INDUSTRIA HOJE. **O que é um gerador eólico?** Disponível em:
<<http://www.industria hoje.com.br/o-que-e-um-gerador-eolico>>. Acesso em 17 jan. 2018.

ITAIPU BINACIONAL. **Novo sistema permitirá abastecer carro elétrico em até 20 minutos**. Disponível em <<https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/novo-sistema-permitira-abastecer-carro-eletrico-em-ate-20-minutos>>. Acesso em: 11 fev. 2018.

IWEA. **Wind Energy Myths**. Disponível em:
<www.iwea.com/windenergymyths1>. Acesso em: 30 set. 2015.

KARAKI, S. H., R. B. CHEDID, RAMADAN, R. Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, Vol. 14, No. 3, pp. 766-772, 1999.

KATIRAEI et al. Microgrids Management. **IEEE power & energy magazine**, Vol.6, No. 3, pp.54-65, jun., 2008.

KROESE et al. Why is the Monte Carlo method so important? **WIREs Computational Statistics**, Vol. 6, pp. 386-392, nov. 2014.

KROESE, D. P.; RUBINSTEIN, R. Y. Monte Carlo Methods. **WIREs Computational Statistics**, Vol. 4, 2012.

LAGE, E. S. PROCESSI, L. D. Panorama do setor de energia eólica. **Revista do BNDES**, No. 39, junho de 2013. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/conhecimento/revista/rev3906.pdf>. Acesso em 17 jan. 2018.

LASSETER, R. H. **Microgrids**. 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 1, pp. 305 – 308.

MACULAN, N., FAMPA, M. **Otimização Linear**, 1ª Edição. Editora UnB, Brasília, 2006.

MATHWORKS. **MATLAB**. Disponível em:
<<https://www.mathworks.com/products/matlab.html>>. Acesso em 5 fev. 2018.

MATHWORKS. **Normal Distribution**. Disponível em:
<<https://www.mathworks.com/help/stats/normal-distribution.html>>. Acesso em 30 jan. 2018.

MESSENGER, Roger A.; VENTRE, Jerry. **Photovoltaic Systems Engineering**, 3rd ed. Boca Raton. CRC Press, 2010.

MICHAELSON, D., MAHMOOD, H., JIANG, J. **A Predictive Energy Management System Using Pre-Emptive Load Shedding for Islanded Photovoltaic Microgrids**. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 64, n. 7, pp. 5440-5448, 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Energia Eólica**. Disponível em:
<[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+E%C3%B3lica+-+ano+ref++2015+\(3\).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3894319/Energia+E%C3%B3lica+-+ano+ref++2015+(3).pdf/f5ca897d-bc63-400c-9389-582cd4f00ea2)>. Acesso em 20 jan. 18.

MOREIRA, C. C. L., 2008. **Identification and Development of Microgrids Emergency Control Procedures**. Faculdade de Engenharia da Universidade de Porto, Tese de Doutorado, Jul. 2008.

NASCIMENTO, A. L. **Proposta de uma matriz energética para o centro tecnológico II**. Projeto de Graduação – Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, 2014.

NISSAN. **Novo Nissan Leaf**. Disponível em:
<<https://www.nissan.pt/veiculos/novos-veiculos/leaf.html>>. Acesso em 18 nov. 2018.

PANASONIC. **NR-BT40BD1W – Linha [re]generation**. Disponível em
<<https://www.panasonic.com/br/consumidor/eletrodomesticos/refrigeradores/nr-bt40bd1w.html>>. Acesso em 24 jan. 2018.

PINHO, J.T.; GALDINO, M.A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL/CRESESB, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em 17 jan. 2018.

QUOC, D.P.; CHAN, V.N.; DINH, T.N.; THE, T.N. **Optimal design combined with Power management for stand alone microgrid**. 2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON). Singapore. Nov, 2016. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org.ez43.periodicos.capes.gov.br/abstract/document/7848255/>>. Acesso em 16 dez. 2017.

REUK: the Renewable Energy Website. **Savonius Wind Turbines**. Disponível em: <<http://www.reuk.co.uk/Savonius-Wind-Turbines.htm>>. Acesso em 17 jan. 2018.

RICHARDSON, P., FLYNN, D., KEANE, A. **Optimal Charging of Electric Vehicles in Low-Voltage Distribution Systems**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 27, no. 1, pp. 268-279. 2012.

RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo Method**. 2nd ed. Hoboken, New Jersey. Wiley, 2008.

SILVA et al. **Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull**. XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, Águas de Lindóia, São Paulo, Nov. 1999.

SKOPLAKI, E., PALYVOS, J.A. **On the Temperature Dependence of Photovoltaic Module Electrical Performance: A Review of Efficiency/Power Correlations**. Solar Energy, vol. 83, n. 5, pp. 614-624, 2009.

SLOOTWEG, J.G. **Wind Power Modeling and Impact on Power Systems Dynamics**. 2003. Tese (Ph.D. em Engenharia Elétrica) - Delft University of Technology, Delft, 2003.

STA ELETRÔNICA. **A história das baterias**. Disponível em: <http://www.sta-eletronica.com.br/artigos/a-historia-das-baterias>>. Acesso em 1 fev. 2018

STA ELETRÔNICA. **Conceitos básicos sobre baterias recarregáveis**. Disponível em: <<http://www.sta-eletronica.com.br/artigos/conceitos-basicos-sobre-baterias-recarregaveis>>. Acesso em 1 fev. 2018.

TAHIM, A. P. N. **Controle de Microrredes de Distribuição de Energia Elétrica em Corrente Contínua**. Tese de doutorado - Programa de pós-graduação em engenharia de automação e sistemas, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

TESLA. **Model S**. Disponível em: < https://www.tesla.com/pt_PT/models>. Acesso em 11 fev. 2018.

TESLA. **Model 3**. Disponível em: <https://www.tesla.com/pt_PT/model3?redirect=no>. Acesso em 18 nov. 2018.

THOM, H.C.S. **Some methods of climatological analysis**. Technical Notes No.81. Genebra, Suíça. World Meteorological Organization, 1966.

TSIOUMAS, E., KARAKASIS, N, JABBOUR, N, MADEMLIS, C. **Energy Management and Power Control Strategy at the Low Wind Speed Region of a Wind Generation Microgrid**. Industrial Electronics Society, IECON 2016. Florence, Italy. Oct 2016. Disponível em: < <http://ieeexplore.ieee.org/document/7793481/>>. Acesso em 16 dez. 2017.

VENTISOL. **Ventilador de teto fênix**. Disponível em: <http://www.ventisol.com.br/fmanager/ventisol/produtos/arquivo_ficha_tecnica124_1.pdf>. Acesso em 24 jan. 2018.

VILLALVA, M.G., GAZOLI, J.R. **Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações: Sistemas Isolados e Conectados à Rede**. 1a ed. Editora Érica. 2012.

WANG, T. H., HONG, Y. W. P. **Learning based Energy Management Policy with Battery Dept-of-discharge Considerations**, 2015 IEEE Global Conference on Signal and Information Processing, pp. 992-996. 2015.

YINGLI SOLAR. **Série de células Panda 60**. Disponível em: <<http://www.yinglisolar.com/br/products/monocrystalline/panda-60-cell-series/>>. Acesso em 25 jan. 2018.

YUNUS, K., DE LA PARRA, H. Z., e REZA, M. **Distribution Grid Impact of Plug-In Electric Vehicles Charging at Fast Charging Stations Using Stochastic Charging Model**. Disponível em: <www.researchgate.net/publication/252044859_Distribution_grid_impact_of_Plug-In_Electric_Vehicles_charging_at_fast_charging_stations_using_stochastic_charging_model>. Acesso em 17 dez. 2017.

Apêndice A – Parâmetros α e β da distribuição beta: radiação solar

Janeiro:

6:00h - $a = 1.19312$; $\beta = 1.3138$;
7:00h - $a = 1.6921$; $\beta = 1.00122$;
8:00h - $a = 1.93693$; $\beta = 0.98455$;
9:00h - $a = 1.92536$; $\beta = 0.869647$;
10:00h - $a = 2.12033$; $\beta = 0.842982$;
11:00h - $a = 2.04814$; $\beta = 0.761061$
12:00h - $a = 2.05343$; $\beta = 0.614598$
13:00h - $a = 1.64773$; $\beta = 0.440929$
14:00h - $a = 1.45819$; $\beta = 0.445726$
15:00h - $a = 1.49845$; $\beta = 0.49161$
16:00h - $a = 1.5363$; $\beta = 0.78056$
17:00h - $a = 1.35544$; $\beta = 1.00267$
18:00h - $a = 1.17145$; $\beta = 1.05622$
19:00h - $a = 0.572498$; $\beta = 0.969615$

Fevereiro

6:00h - $a = 0.824$; $\beta = 1.3486$
7:00h - $a = 1.50407$; $\beta = 1.33663$
8:00h - $a = 2.39078$; $\beta = 0.982928$
9:00h - $a = 2.55709$; $\beta = 1.00867$
10:00h - $a = 3.09423$; $\beta = 0.842592$
11:00h - $a = 2.40074$; $\beta = 0.723383$
12:00h - $a = 3.64294$; $\beta = 0.88774$
13:00h - $a = 3.35727$; $\beta = 0.739498$
14:00h - $a = 3.33068$; $\beta = 0.786582$
15:00h - $a = 2.54533$; $\beta = 0.762324$
16:00h - $a = 2.1102$; $\beta = 0.706821$

17:00h - $a = 1.69015$; $\beta = 0.987743$
 18:00h - $a = 1.20469$; $\beta = 0.890773$
 19:00h - $a = 0.386447$; $\beta = 0.522578$

Março:

6:00h - $\alpha = 0.648125$; $\beta = 1.53959$
 7:00h - $\alpha = 1.25868$; $\beta = 1.31276$
 8:00h - $\alpha = 1.51993$; $\beta = 1.00623$
 9:00h - $\alpha = 1.71572$; $\beta = 0.841274$
 10:00h - $\alpha = 1.91513$; $\beta = 0.932666$
 11:00h - $\alpha = 1.85513$; $\beta = 0.885176$
 12:00h - $\alpha = 1.8127$; $\beta = 0.821711$
 13:00h - $\alpha = 1.8127$; $\beta = 0.820639$
 14:00h - $\alpha = 1.48616$; $\beta = 0.744908$
 15:00h - $\alpha = 1.23497$; $\beta = 0.719088$
 16:00h - $\alpha = 1.00847$; $\beta = 0.743795$
 17:00h - $\alpha = 0.877811$; $\beta = 1.01955$
 18:00h - $\alpha = 0.732343$; $\beta = 1.09904$

Abril:

6:00h - $\alpha = 0.54196$; $\beta = 1.32348$
 7:00h - $\alpha = 1.34015$; $\beta = 1.34587$
 8:00h - $\alpha = 1.64563$; $\beta = 0.964967$
 9:00h - $\alpha = 2.0588$; $\beta = 1.05061$
 10:00h - $\alpha = 1.89481$; $\beta = 0.797778$
 11:00h - $\alpha = 2.11685$; $\beta = 0.968218$
 12:00h - $\alpha = 1.8869$; $\beta = 0.784403$
 13:00h - $\alpha = 1.84969$; $\beta = 0.776136$
 14:00h - $\alpha = 1.61481$; $\beta = 0.763448$
 15:00h - $\alpha = 1.40825$; $\beta = 0.854863$
 16:00h - $\alpha = 1.24814$; $\beta = 0.880304$

17:00h - $\alpha = 1.07511$; $\beta = 1.22108$

18:00h - $\alpha = 0.46744$; $\beta = 1.03653$

Maio:

6:00h - $\alpha = 0.418884$; $\beta = 0.71053$

7:00h - $\alpha = 1.30328$; $\beta = 1.29182$

8:00h - $\alpha = 1.73263$; $\beta = 1.02241$

9:00h - $\alpha = 2.0229$; $\beta = 0.957776$

10:00h - $\alpha = 1.93636$; $\beta = 0.888168$

11:00h - $\alpha = 1.81055$; $\beta = 0.690589$

12:00h - $\alpha = 2.05105$; $\beta = 0.997479$

13:00h - $\alpha = 1.70601$; $\beta = 0.721889$

14:00h - $\alpha = 1.79832$; $\beta = 0.824311$

15:00h - $\alpha = 1.47384$; $\beta = 0.818283$

16:00h - $\alpha = 1.34208$; $\beta = 0.965148$

17:00h - $\alpha = 1.2435$; $\beta = 1.53181$

18:00h - $\alpha = 0.388323$; $\beta = 0.131613$

Junho:

6:00h - $\alpha = 0.00678497$; $\beta = 0.0148977$

7:00h - $\alpha = 1.03795$; $\beta = 1.45954$

8:00h - $\alpha = 1.6191$; $\beta = 0.996227$

9:00h - $\alpha = 1.7769$; $\beta = 0.671541$

10:00h - $\alpha = 1.99221$; $\beta = 0.66679$

11:00h - $\alpha = 1.85521$; $\beta = 0.618435$

12:00h - $\alpha = 1.76014$; $\beta = 0.752875$

13:00h - $\alpha = 1.63164$; $\beta = 0.556422$

14:00h - $\alpha = 1.69733$; $\beta = 0.613249$

15:00h - $\alpha = 1.63519$; $\beta = 0.611255$

16:00h - $\alpha = 1.54909$; $\beta = 0.969176$

17:00h - $\alpha = 1.3431$; $\beta = 1.44076$

18:00h - $\alpha = 0.22391$; $\beta = 0.196023$

Julho:

7:00h - $\alpha = 1.41247$; $\beta = 1.37164$

8:00h - $\alpha = 1.60494$; $\beta = 0.941658$

9:00h - $\alpha = 1.79602$; $\beta = 0.796476$

10:00h - $\alpha = 1.79855$; $\beta = 0.758696$

11:00h - $\alpha = 1.84451$; $\beta = 0.76753$

12:00h - $\alpha = 1.71013$; $\beta = 0.676009$

13:00h - $\alpha = 1.50377$; $\beta = 0.752671$

14:00h - $\alpha = 1.49632$; $\beta = 0.648806$

15:00h - $\alpha = 1.42776$; $\beta = 0.687442$

16:00h - $\alpha = 1.3241$; $\beta = 0.817301$

17:00h - $\alpha = 1.16657$; $\beta = 1.22568$

18:00h - $\alpha = 0.577034$; $\beta = 0.842695$

Agosto:

6:00h - $\alpha = 0.361858$; $\beta = 0.482138$

7:00h - $\alpha = 1.00307$; $\beta = 1.08318$

8:00h - $\alpha = 1.62396$; $\beta = 0.94521$

9:00h - $\alpha = 1.84521$; $\beta = 0.979473$

10:00h - $\alpha = 1.84417$; $\beta = 0.83772$

11:00h - $\alpha = 1.82323$; $\beta = 0.815186$

12:00h - $\alpha = 1.93264$; $\beta = 0.847959$

13:00h - $\alpha = 1.79866$; $\beta = 0.665126$

14:00h - $\alpha = 1.74647$; $\beta = 0.678817$

15:00h - $\alpha = 1.51645$; $\beta = 0.655601$

16:00h - $\alpha = 1.43103$; $\beta = 0.732533$

17:00h - $\alpha = 1.10991$; $\beta = 0.968773$

18:00h - $\alpha = 0.621804$; $\beta = 1.21196$

Setembro:

6:00h - $\alpha = 0.635727$; $\beta = 0.976213$
 7:00h - $\alpha = 1.25822$; $\beta = 1.13172$
 8:00h - $\alpha = 1.54655$; $\beta = 0.88017$
 9:00h - $\alpha = 1.70288$; $\beta = 0.894502$
 10:00h - $\alpha = 1.54883$; $\beta = 0.829674$
 11:00h - $\alpha = 1.66758$; $\beta = 0.778093$
 12:00h - $\alpha = 1.53091$; $\beta = 0.722229$
 13:00h - $\alpha = 1.65674$; $\beta = 0.650678$
 14:00h - $\alpha = 1.80071$; $\beta = 0.8531$
 15:00h - $\alpha = 1.54819$; $\beta = 0.673686$
 16:00h - $\alpha = 1.49552$; $\beta = 0.816168$
 17:00h - $\alpha = 1.12604$; $\beta = 0.868036$
 18:00h - $\alpha = 1.03313$; $\beta = 0.0478617$

Outubro:

6:00h - $\alpha = 0.75077$; $\beta = 1.34731$
 7:00h - $\alpha = 1.0677$; $\beta = 1.15413$
 8:00h - $\alpha = 1.24628$; $\beta = 0.948959$
 9:00h - $\alpha = 1.34492$; $\beta = 0.907793$
 10:00h - $\alpha = 1.45426$; $\beta = 0.855576$
 11:00h - $\alpha = 1.2893$; $\beta = 0.742715$
 12:00h - $\alpha = 1.30725$; $\beta = 0.890077$
 13:00h - $\alpha = 1.09019$; $\beta = 0.578178$
 14:00h - $\alpha = 1.13509$; $\beta = 0.637197$
 15:00h - $\alpha = 1.01111$; $\beta = 0.643715$
 16:00h - $\alpha = 0.892902$; $\beta = 0.66083$
 17:00h - $\alpha = 0.832811$; $\beta = 0.868911$
 18:00h - $\alpha = 0.732315$; $\beta = 1.07192$

Novembro:

6:00h - $\alpha = 0.916511$; $\beta = 1.28936$
7:00h - $\alpha = 0.999105$; $\beta = 1.0061$
8:00h - $\alpha = 1.19831$; $\beta = 0.983124$
9:00h - $\alpha = 1.25019$; $\beta = 0.842481$
10:00h - $\alpha = 1.24569$; $\beta = 0.861145$
11:00h - $\alpha = 1.24232$; $\beta = 0.709254$
12:00h - $\alpha = 1.30006$; $\beta = 0.762199$
13:00h - $\alpha = 1.16392$; $\beta = 0.596792$
14:00h - $\alpha = 0.984342$; $\beta = 0.540042$
15:00h - $\alpha = 0.993182$; $\beta = 0.718865$
16:00h - $\alpha = 0.822761$; $\beta = 0.68255$
17:00h - $\alpha = 0.764436$; $\beta = 0.904529$
18:00h - $\alpha = 0.793093$; $\beta = 1.16676$

Dezembro:

6:00h - $\alpha = 0.992494$; $\beta = 1.18877$
7:00h - $\alpha = 1.11883$; $\beta = 1.1419$
8:00h - $\alpha = 1.26692$; $\beta = 0.817604$
9:00h - $\alpha = 1.39408$; $\beta = 0.920711$
10:00h - $\alpha = 1.42568$; $\beta = 0.722888$
11:00h - $\alpha = 1.46611$; $\beta = 0.589016$
12:00h - $\alpha = 1.5336$; $\beta = 0.65506$
13:00h - $\alpha = 1.34365$; $\beta = 0.525016$
14:00h - $\alpha = 1.26649$; $\beta = 0.60793$
15:00h - $\alpha = 1.04449$; $\beta = 0.542892$
16:00h - $\alpha = 0.881261$; $\beta = 0.582019$
17:00h - $\alpha = 0.726591$; $\beta = 0.573008$
18:00h - $\alpha = 0.872249$; $\beta = 0.902343$

Apêndice B – Média e Variância: Irradiação Solar

Tabela 4 – Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (janeiro)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: janeiro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	3127,4000	196,4049
1:00	0	0	13:00	3075,0000	210,1713
2:00	0	0	14:00	2760,8000	222,5679
3:00	0	0	15:00	2298,9000	189,9294
4:00	0	0	16:00	1669,3000	169,5535
5:00	0	0	17:00	999,0011	126,4926
6:00	142,6752	21,3212	18:00	282,8351	41,5479
7:00	733,7417	73,8531	19:00	8,3567	2,0669
8:00	1416,2000	121,7040	20:00	0	0
9:00	1996,5000	163,6904	21:00	0	0
10:00	2584,9000	185,5382	22:00	0	0
11:00	2907,0000	206,7515	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 5 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (fevereiro)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: fevereiro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	3296,3000	116,7811
1:00	0	0	13:00	3276,3000	116,0323
2:00	0	0	14:00	3001,3000	112,0490
3:00	0	0	15:00	2438,3000	130,4562
4:00	0	0	16:00	1755,4000	115,3901
5:00	0	0	17:00	1005,0000	100,7883
6:00	73,4197	14,3648	18:00	255,1926	35,0454
7:00	619,5190	75,8981	19:00	6,5507	1,9727
8:00	1347,2000	89,7441	20:00	0	0
9:00	2009,8000	124,5219	21:00	0	0
10:00	2645,6000	114,6963	22:00	0	0
11:00	2942,8000	165,2219	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 6 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (março)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: março					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	2702,1000	231,9026
1:00	0	0	13:00	2629,4000	225,5283
2:00	0	0	14:00	2303,8000	238,0647
3:00	0	0	15:00	1787,1000	222,628
4:00	0	0	16:00	1159,3000	178,7974
5:00	0	0	17:00	523,5951	97,1073
6:00	35,1244	7,7543	18:00	70,1334	14,8649
7:00	428,6679	61,2753	19:00	0	0
8:00	1088,4000	122,9508	20:00	0	0
9:00	1703,9000	157,6023	21:00	0	0
10:00	2283,8000	194,3860	22:00	0	0
11:00	2553,6000	220,5379	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 7 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (abril)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: abril					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	2435,0000	194,7580
1:00	0	0	13:00	2324,9000	189,5276
2:00	0	0	14:00	2052,0000	194,9877
3:00	0	0	15:00	1505,4000	174,2639
4:00	0	0	16:00	904,7764	119,6148
5:00	0	0	17:00	255,3160	41,1910
6:00	16,9947	4,2078	18:00	12,9770	3,5718
7:00	336,8989	45,7970	19:00	0	0
8:00	968,8755	99,1885	20:00	0	0
9:00	1601,1000	131,6481	21:00	0	0
10:00	2017,8000	161,9020	22:00	0	0
11:00	2376,0000	182,5404	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 8 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (maio)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: maio					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	2153,5000	174,0477
1:00	0	0	13:00	2003,0000	173,7342
2:00	0	0	14:00	1728,8000	149,9926
3:00	0	0	15:00	1233,5000	133,7608
4:00	0	0	16:00	680,3559	86,0548
5:00	0	0	17:00	114,7190	16,7717
6:00	6,7275	1,9876	18:00	1,0001	0,1666
7:00	210,3268	29,1227	19:00	0	0
8:00	812,1062	80,2594	20:00	0	0
9:00	1393,8000	112,5103	21:00	0	0
10:00	1806,8000	148,5516	22:00	0	0
11:00	2081,4000	164,1458	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 9 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (junho)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: junho					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	1951,1000	166,3870
1:00	0	0	13:00	1887,0000	150,5153
2:00	0	0	14:00	1654,4000	132,6315
3:00	0	0	15:00	1240,9000	104,0066
4:00	0	0	16:00	675,2584	73,8657
5:00	0	0	17:00	100,6495	13,7664
6:00	1,2026	0,8087	18:00	2,2730	0,7473
7:00	116,3409	19,4396	19:00	0	0
8:00	633,1484	66,7098	20:00	0	0
9:00	117,5000	93,8102	21:00	0	0
10:00	1623,9000	111,2906	22:00	0	0
11:00	1883,1000	135,5343	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 10 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (julho)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: julho					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	2023,9000	169,3348
1:00	0	0	13:00	1920,3000	196,6976
2:00	0	0	14:00	1720,3000	165,4391
3:00	0	0	15:00	1326,8000	138,4229
4:00	0	0	16:00	793,4728	96,4036
5:00	0	0	17:00	175,3048	26,4776
6:00	0	0	18:00	7,2680	1,7828
7:00	77,2460	10,0569	19:00	0	0
8:00	594,6360	61,9970	20:00	0	0
9:00	1169,0000	99,9746	21:00	0	0
10:00	1605,3000	133,8829	22:00	0	0
11:00	1879,1000	152,8707	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 11 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (agosto)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: agosto					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	2346,0000	189,2341
1:00	0	0	13:00	2302,3000	179,4337
2:00	0	0	14:00	2053,5000	167,7968
3:00	0	0	15:00	1589,4000	151,2434
4:00	0	0	16:00	1012,1000	108,3149
5:00	0	0	17:00	315,2731	47,7261
6:00	7,1673	2,2204	18:00	14,4251	3,3643
7:00	182,3004	30,6683	19:00	0	0
8:00	812,5517	83,7564	20:00	0	0
9:00	1400,3000	126,9574	21:00	0	0
10:00	1884,0000	159,8338	22:00	0	0
11:00	2165,4000	183,8854	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 12 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (setembro)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: setembro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	2493,1000	245,6579
1:00	0	0	13:00	2493,9000	212,6318
2:00	0	0	14:00	2274,5000	200,1115
3:00	0	0	15:00	1753,4000	165,0140
4:00	0	0	16:00	1132,5000	120,7406
5:00	0	0	17:00	409,8155	59,5831
6:00	33,4471	7,7552	18:00	33,3835	0,7103
7:00	429,1784	59,9510	19:00	0	0
8:00	1103,4000	116,7920	20:00	0	0
9:00	1674,3000	160,2878	21:00	0	0
10:00	2070,8000	213,8098	22:00	0	0
11:00	2398,1000	221,4254	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 13 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (outubro)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: outubro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	2450,2000	310,4143
1:00	0	0	13:00	2391,4000	310,5862
2:00	0	0	14:00	2108,7000	273,4772
3:00	0	0	15:00	1616,6000	236,8655
4:00	0	0	16:00	1029,5000	171,4633
5:00	0	0	17:00	455,1844	86,0267
6:00	138,8107	28,7724	18:00	46,2804	9,8051
7:00	631,5405	101,8224	19:00	0	0
8:00	1176,7000	159,1957	20:00	0	0
9:00	1729,0000	214,2041	21:00	0	0
10:00	2154,5000	241,1093	22:00	0	0
11:00	2365,4000	285,1503	23:00	0	0

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 14 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (novembro)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: novembro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	2593,3000	312,9960
1:00	0	0	13:00	2520,2000	309,4208
2:00	0	0	14:00	2190,3000	307,3868
3:00	0	0	15:00	1661,7000	257,2685
4:00	0	0	16:00	1072,9000	194,1762
5:00	0	0	17:00	496,3098	100,7825
6:00	226,6917	41,3317	18:00	75,9803	15,2823
7:00	742,3907	123,9483	19:00	0	0
8:00	1304,3000	184,7718	20:00	0	0
9:00	1776,6000	231,2696	21:00	0	0
10:00	2164,2000	284,7295	22:00	0	0
11:00	2497,6000	307,5222	23:00	0	0

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 15 - Estatísticas: Parâmetros relativos a Irradiação solar (dezembro)

Irradiação solar (em W/m ²) – mês: dezembro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	0	0	12:00	2905,5000	272,7181
1:00	0	0	13:00	2795,4000	273,7845
2:00	0	0	14:00	2474,4000	279,1947
3:00	0	0	15:00	1973,4000	260,8535
4:00	0	0	16:00	1352,3000	218,3577
5:00	0	0	17:00	742,2493	142,3145
6:00	214,8327	36,8036	18:00	168,1311	30,8122
7:00	789,4234	122,2850	19:00	0	0
8:00	1365,0000	173,5753	20:00	0	0
9:00	1970,9000	236,4906	21:00	0	0
10:00	2413,0000	257,8542	22:00	0	0
11:00	2786,5000	261,4114	23:00	0	0

Fonte: Autoria Própria (2018)

Apêndice C – Média e Variância: Temperatura

Tabela 16 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (janeiro)

Temperatura local (em °C) – mês: janeiro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	25,5043	0,8959	12:00	32,4130	1,2294
1:00	25,3913	0,8699	13:00	32,0696	0,4631
2:00	25,0261	0,9420	14:00	31,8391	0,7098
3:00	24,6739	0,9838	15:00	31,0652	0,4033
4:00	24,1783	0,7436	16:00	30,0636	0,3348
5:00	23,9783	1,0136	17:00	29,0318	0,3032
6:00	25,6391	0,8779	18:00	27,8500	0,1798
7:00	27,7913	0,5436	19:00	27,1739	0,1838
8:00	29,3217	0,6027	20:00	26,6783	0,3454
9:00	30,7217	0,6945	21:00	26,2304	0,5513
10:00	32,0087	0,6845	22:00	26,0609	0,7216
11:00	32,8478	1,0308	23:00	25,8565	0,8598

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 17 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (fevereiro)

Temperatura local (em °C) – mês: fevereiro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	24,1943	1,5195	12:00	31,3199	3,5450
1:00	23,9199	1,4827	13:00	31,1695	3,0090
2:00	23,5582	1,3460	14:00	30,7723	2,7537
3:00	23,2433	1,2988	15:00	30,2262	2,2508
4:00	23,0050	1,1982	16:00	29,3667	2,2991
5:00	22,7482	1,3582	17:00	28,2965	1,7412
6:00	23,2021	1,4588	18:00	27,1071	1,1639
7:00	25,4887	2,3389	19:00	26,4213	1,2251
8:00	27,5631	2,8016	20:00	25,8206	1,4125
9:00	29,2617	3,0382	21:00	25,2567	1,4628
10:00	30,3979	2,9449	22:00	24,8418	1,5709
11:00	31,1007	3,3388	23:00	24,4957	1,5781

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 18 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (março)

Temperatura local (em °C) – mês: março					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	24,1701	1,7201	12:00	30,2671	6,9959
1:00	23,9292	1,7518	13:00	30,1658	6,4058
2:00	23,6721	1,6895	14:00	29,5312	5,7402
3:00	23,4266	1,6528	15:00	28,8196	5,0470
4:00	23,1558	1,6227	16:00	27,9362	3,9019
5:00	23,0143	1,6292	17:00	26,9968	2,9334
6:00	23,1370	1,5499	18:00	26,1416	1,9907
7:00	24,8948	2,4940	19:00	25,5961	1,8498
8:00	26,6649	3,3094	20:00	25,1636	1,7395
9:00	28,2869	4,4444	21:00	24,9123	1,6885
10:00	29,4065	5,2385	22:00	24,6714	1,7500
11:00	30,0229	6,0870	23:00	24,4539	1,6754

Fonte: Autoria própria (2018)

Tabela 19 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (abril)

Temperatura local (em °C) – mês: abril					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	22,7633	2,3239	12:00	28,7367	5,2744
1:00	22,5280	2,1776	13:00	28,6973	5,5403
2:00	22,3387	2,1333	14:00	28,3833	5,4418
3:00	22,1107	2,2026	15:00	27,6653	4,5785
4:00	22,0173	2,1476	16:00	26,9593	3,5542
5:00	21,8647	2,3669	17:00	25,8393	2,6552
6:00	21,8493	2,4487	18:00	25,0453	2,6628
7:00	23,3927	2,4792	19:00	24,3587	2,6241
8:00	25,4180	2,9730	20:00	23,8293	2,9552
9:00	27,0287	3,2112	21:00	23,5713	2,7264
10:00	28,0980	4,1756	22:00	23,2773	2,7254
11:00	28,6540	4,7534	23:00	22,9946	2,4320

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 20 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (maio)

Temperatura local (em °C) – mês: maio					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	20,4614	2,6708	12:00	27,0027	6,9532
1:00	20,2520	2,6028	13:00	27,0047	7,1025
2:00	20,0907	2,7506	14:00	26,5233	5,8260
3:00	19,9283	2,7938	15:00	25,8533	4,7602
4:00	19,7510	2,7784	16:00	24,9768	3,8831
5:00	19,5935	2,4988	17:00	23,8642	2,9986
6:00	19,4586	2,6677	18:00	22,8318	3,0663
7:00	20,7748	2,4124	19:00	22,1573	3,2282
8:00	23,0940	3,1628	20:00	21,7380	3,1814
9:00	25,0530	4,0805	21:00	21,4263	3,2269
10:00	26,2919	5,5132	22:00	21,0507	2,9045
11:00	26,8373	6,3852	23:00	20,7250	2,8518

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 21 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (junho)

Temperatura local (em °C) – mês: junho					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	19,6839	3,9481	12:00	26,2688	6,5106
1:00	19,4426	3,7211	13:00	26,3292	6,8254
2:00	19,2872	3,6772	14:00	26,0448	6,5371
3:00	19,1192	3,7264	15:00	25,4853	5,7787
4:00	18,9267	3,8930	16:00	24,5597	4,3021
5:00	18,6683	3,7607	17:00	23,2342	2,9903
6:00	18,5313	3,6615	18:00	22,2128	3,2471
7:00	19,4796	2,7144	19:00	21,4203	3,6873
8:00	21,8589	2,9060	20:00	20,9779	3,7138
9:00	23,9719	3,2933	21:00	20,5959	3,9946
10:00	25,3521	4,1907	22:00	20,2537	4,1995
11:00	26,0527	5,0926	23:00	19,9369	3,9186

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 22 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (julho)

Temperatura local (em °C) – mês: julho					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	19,3226	2,9797	12:00	25,6539	6,2302
1:00	19,0561	2,9370	13:00	25,7805	7,2532
2:00	18,8535	2,9108	14:00	25,4850	7,1209
3:00	18,6477	2,8915	15:00	24,8435	6,0487
4:00	18,4130	3,1434	16:00	23,9143	4,6844
5:00	18,2325	3,1570	17:00	22,7182	3,0636
6:00	18,0357	3,4213	18:00	21,8351	2,6691
7:00	18,9091	2,7889	19:00	21,0779	2,9361
8:00	21,3429	2,7114	20:00	20,5723	3,0097
9:00	23,3422	3,1682	21:00	20,2039	3,0304
10:00	24,7058	4,4138	22:00	19,9213	3,0131
11:00	25,3532	5,4633	23:00	19,5871	2,9553

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 23 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (agosto)

Temperatura local (em °C) – mês: agosto					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	19,2813	3,9305	12:00	26,0955	7,9262
1:00	18,9555	3,9007	13:00	26,0364	8,7781
2:00	18,7632	4,0117	14:00	25,7000	7,6928
3:00	18,5477	3,7055	15:00	24,9266	6,1294
4:00	18,2929	3,6534	16:00	24,0587	4,5936
5:00	18,0568	3,6079	17:00	22,9794	2,9420
6:00	17,7955	3,6158	18:00	22,0168	2,6783
7:00	19,2761	3,1175	19:00	21,2058	3,2818
8:00	21,8000	3,4673	20:00	20,7045	3,3977
9:00	23,6497	4,2437	21:00	20,2426	3,5729
10:00	24,9684	5,0565	22:00	19,9348	3,8315
11:00	25,6432	6,7725	23:00	19,5594	3,9724

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 24 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (setembro)

Temperatura local (em °C) – mês: setembro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	20,5320	5,1582	12:00	26,6340	7,8765
1:00	20,2647	5,2628	13:00	26,4880	7,7228
2:00	20,0540	5,0346	14:00	26,0713	6,9511
3:00	19,8020	5,0794	15:00	25,4313	5,8606
4:00	19,5293	4,9499	16:00	24,5287	4,3841
5:00	19,2607	5,0190	17:00	23,3960	3,2483
6:00	19,5180	4,9985	18:00	22,6380	2,8299
7:00	21,5720	4,3742	19:00	22,1753	3,3966
8:00	23,5567	4,1044	20:00	21,6467	4,1885
9:00	24,8644	4,9095	21:00	21,2553	4,5889
10:00	25,7987	6,3842	22:00	21,0360	4,5822
11:00	26,4826	7,2490	23:00	20,8387	4,8377

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 25 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (outubro)

Temperatura local (em °C) – mês: outubro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	21,5245	5,1923	12:00	27,0594	10,5766
1:00	21,3703	5,0940	13:00	26,8323	10,0125
2:00	21,1761	5,0062	14:00	26,3942	8,4489
3:00	20,9219	4,9074	15:00	25,6394	6,7886
4:00	20,8284	4,8159	16:00	24,8839	5,1777
5:00	20,6961	4,6880	17:00	23,9955	4,0693
6:00	21,4845	4,8421	18:00	23,2658	3,6732
7:00	23,0232	5,0757	19:00	22,9103	3,8853
8:00	24,3135	6,0044	20:00	22,5271	4,1408
9:00	25,5013	7,6729	21:00	22,1903	4,4579
10:00	26,4342	8,2271	22:00	21,9600	4,7950
11:00	26,8826	9,9120	23:00	21,7535	4,9916

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 26 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (novembro)

Temperatura local (em °C) – mês: novembro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	22,3580	3,8847	12:00	27,4813	7,6611
1:00	22,1253	3,9603	13:00	27,3127	6,9524
2:00	21,9167	3,9229	14:00	26,9020	7,2868
3:00	21,7407	3,8517	15:00	26,1687	6,0293
4:00	21,6020	3,7750	16:00	25,4307	4,9439
5:00	21,5467	3,8104	17:00	24,5987	3,8691
6:00	22,5693	3,1505	18:00	23,9767	3,1741
7:00	24,0667	3,6532	19:00	23,6187	3,1684
8:00	25,2747	4,5478	20:00	23,3160	3,2379
9:00	26,1673	5,6411	21:00	22,9880	3,5930
10:00	26,8120	6,4977	22:00	22,7760	3,6298
11:00	27,3113	7,3499	23:00	22,5893	3,8905

Fonte: Autoria Própria (2018)

Tabela 27 - Estatísticas: Parâmetros relativos a temperatura (dezembro)

Temperatura local (em °C) – mês: dezembro					
Hora	Média	Variância	Hora	Média	Variância
0:00	23,9800	2,1311	12:00	29,9026	8,7095
1:00	23,7348	2,1818	13:00	29,6658	7,5960
2:00	23,4832	2,1388	14:00	29,1677	7,1752
3:00	23,2916	2,0151	15:00	28,4181	6,0482
4:00	23,0923	1,9723	16:00	27,6006	4,9429
5:00	22,9548	1,8916	17:00	26,6361	3,6766
6:00	24,0755	2,1720	18:00	25,7600	2,6233
7:00	25,6503	3,7477	19:00	25,2606	2,3640
8:00	26,9103	5,0231	20:00	25,0155	2,4169
9:00	28,0787	6,3143	21:00	24,7716	2,2491
10:00	28,9523	7,7210	22:00	24,5368	2,0913
11:00	29,6555	8,5569	23:00	24,2490	2,0695

Fonte: Autoria própria (2018)